Office national de l'énergie

National Energy Board

Le secteur de **l'électricité** au Canada

Tendances *et* **e**njeux

Évaluation du marché de l'énergie • mai 2001

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada representée par l'Office national de l'énergie 2001

N° de cat. NE23-94/2001F
ISBN 0-662-85479-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Internet : www.neb-one.gc.ca

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2001

Cat. No. NE23-94/2001E
ISBN 0-662-29865-9

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 0X8
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
E-mail: publications@neb-one.gc.ca
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures iv

Liste des acronymes vi

Unités d'énergie vii

Avant-propos viii

Sommaire ix

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Aperçu de l'industrie de l'électricité au Canada 2
- 2.1 Demande 2
- 2.2 Production d'électricité 3
- 2.3 Commerce 4
  - 2.3.1 Commerce interprovincial 5
  - 2.3.2 Commerce avec les États-Unis 5
- 2.4 Structure du marché et réglementation 6
- 2.5 Prix de l'électricité 7

Chapitre 3 : Restructuration de l'industrie de l'électricité 9
- 3.1 Contexte 9
- 3.2 Qu'entend-on par restructuration? 10
- 3.3 Initiatives de restructuration 11
- 3.4 Enjeux de la restructuration 12
- 3.5 Avantages et inconvénients de la restructuration 15
- 3.6 Résumé 15

Chapitre 4 : Analyses provinciales 16
- 4.1 Colombie-Britannique 16
  - 4.1.1 Demande 16
  - 4.1.2 Production d'électricité 17
  - 4.1.3 Commerce 18
  - 4.1.4 Structure du marché et réglementation 19
  - 4.1.5 Prix de l'électricité 20
  - 4.1.6 Résumé 21
- 4.2 Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut 21

4.3	Alberta		22
	4.3.1	Demande	22
	4.3.2	Production d'électricité	23
	4.3.3	Commerce	24
	4.3.4	Structure du marché et réglementation	25
	4.3.5	Prix de l'électricité	26
	4.3.6	Résumé	28
4.4	Saskatchewan		28
	4.4.1	Demande	28
	4.4.2	Production d'électricité	29
	4.4.3	Commerce	30
	4.4.4	Structure du marché et réglementation	31
	4.4.5	Prix de l'électricité	31
	4.4.6	Résumé	32
4.5	Manitoba		32
	4.5.1	Demande	33
	4.5.2	Production d'électricité	34
	4.5.3	Commerce	34
	4.5.4	Structure du marché et réglementation	35
	4.5.5	Prix de l'électricité	36
	4.5.6	Résumé	36
4.6	Ontario		36
	4.6.1	Demande	36
	4.6.2	Production d'électricité	37
	4.6.3	Commerce	38
	4.6.4	Structure du marché et réglementation	38
	4.6.5	Prix de l'électricité	41
	4.6.6	Résumé	43
4.7	Québec		43
	4.7.1	Demande	44
	4.7.2	Production d'électricité	44
	4.7.3	Commerce	45
	4.7.4	Structure du marché et réglementation	46
	4.7.5	Prix de l'électricité	48
	4.7.6	Résumé	48
4.8	Nouveau-Brunswick		49
	4.8.1	Demande	49
	4.8.2	Production d'électricité	50
	4.8.3	Commerce	51
	4.8.4	Structure du marché et réglementation	51
	4.8.5	Prix de l'électricité	52
	4.8.6	Résumé	53
4.9	Île-du-Prince-Édouard		53
	4.9.1	Demande	53
	4.9.2	Production d'électricité	53
	4.9.3	Commerce	54
	4.9.4	Structure du marché et réglementation	54
	4.9.5	Prix de l'électricité	55
	4.9.6	Résumé	55

4.10	Nouvelle-Écosse	55
	4.10.1 Demande	55
	4.10.2 Production d'électricité	56
	4.10.3 Commerce	57
	4.10.4 Structure du marché et réglementation	57
	4.10.5 Prix de l'électricité	58
	4.10.6 Résumé	58
4.11	Terre-Neuve et Labrador	59
	4.11.1 Demande	59
	4.11.2 Production d'électricité	60
	4.11.3 Commerce	60
	4.11.4 Structure du marché et réglementation	61
	4.11.5 Prix de l'électricité	61
	4.11.6 Résumé	62

Chapitre 5 : Observations 63

Glossaire 66

FIGURES

2.1	Demande d'électricité au Canada (1990-1999)	2
2.2	Parts provinciales de la demande d'électricité, 1999	3
2.3	Production d'électricité au Canada par combustible (1995-1999)	4
2.4	Échanges interprovinciaux d'électricité (1995-2000)	5
2.5	Échanges internationaux d'électricité (1995-2000)	6
2.6	Exemples de coûts d'électricité résidentiels, 2000	7
2.7	Comparaison internationale des frais d'électricité résidentiels, 1999	8
3.1	Service d'électricité dégroupé	10
4.1.1	Demande finale d'énergie par combustible, C.-B., 1998	16
4.1.2	Demande d'électricité par secteur, C.-B. (1990-1999)	17
4.1.3	Production d'électricité par combustible, C.-B. (1995-1999)	17
4.1.4	Commerce d'électricité, C.-B., 2000	18
4.1.5	Exemples d'interconnexions de transport C.-B./Alberta/É.-U.	19
4.1.6	Tarifs d'électricité en C.-B., zone de desserte de BC Hydro (1996-2000)	21
4.2.1	Production d'électricité par combustible, territoires (1995-1999)	22
4.3.1	Demande finale d'énergie par combustible, Alberta, 1998	22
4.3.2	Demande d'électricité par secteur, Alberta (1990-1999)	23
4.3.3	Production d'électricité par combustible, Alberta (1995-1999)	23
4.3.4	Commerce d'électricité, Alberta, 2000	24
4.3.5	Marché restructuré de l'Alberta	25
4.3.6	Prix du Power Pool of Alberta (1996-2000)	27
4.3.7	Tarifs d'électricité résidentiels à Edmonton (1996-2000)	28
4.4.1	Demande finale d'énergie par combustible, Saskatchewan, 1998	29
4.4.2	Demande d'électricité par secteur, Saskatchewan (1990-1999)	29
4.4.3	Production d'électricité par combustible, Saskatchewan (1995-1999)	30
4.4.4	Commerce d'électricité, Saskatchewan, 2000	30
4.5.1	Demande finale d'énergie par combustible, Manitoba, 1998	33
4.5.2	Demande d'électricité par secteur, Manitoba (1990-1999)	33
4.5.3	Production d'électricité par combustible, Manitoba (1995-1999)	34
4.5.4	Commerce d'électricité, Manitoba, 2000	35
4.6.1	Demande finale d'énergie par combustible, Ontario, 1998	37
4.6.2	Demande d'électricité par secteur, Ontario (1990-1999)	37
4.6.3	Production d'électricité par combustible, Ontario (1995-1999)	38
4.6.4	Commerce d'électricité, Ontario, 2000	38
4.6.5	Coûts d'électricité résidentiels à Toronto (1995-2001)	43
4.7.1	Demande finale d'énergie par combustible, Québec, 1998	44
4.7.2	Demande d'électricité par secteur, Québec (1990-1999)	44
4.7.3	Production d'électricité par combustible, Québec (1995-1999)	45

4.7.4	Commerce d'électricité, Québec, 2000	46
4.8.1	Demande finale d'énergie par combustible, Nouveau-Brunswick, 1998	49
4.8.2	Demande d'électricité par secteur, Nouveau-Brunswick (1990-1999)	49
4.8.3	Production d'électricité par combustible, Nouveau-Brunswick (1995-1999)	50
4.8.4	Commerce d'électricité, Nouveau-Brunswick, 2000	51
4.9.1	Demande finale d'énergie par combustible, Île-du-Prince-Édouard, 1998	53
4.9.2	Demande d'électricité par secteur, Île-du-Prince-Édouard (1990-1999)	54
4.9.3	Approvisionnement en électricité, Île-du-Prince-Édouard (1990-1999)	54
4.10.1	Demande finale d'énergie par combustible, Nouvelle-Écosse, 1998	55
4.10.2	Demande d'électricité par secteur, Nouvelle-Écosse (1990-1999)	56
4.10.3	Production d'électricité par combustible, Nouvelle-Écosse (1995-1999)	56
4.10.4	Commerce d'électricité, Nouvelle-Écosse, 2000	57
4.11.1	Demande finale d'énergie par combustible, Terre-Neuve, 1998	59
4.11.2	Demande d'électricité par secteur, Terre-Neuve (1990-1999)	59
4.11.3	Production d'électricité par combustible, Terre-Neuve (1995-1999)	60

Acronymes

BC Hydro - British Columbia Hydro and Power Authority

BCUC - British Columbia Utilities Commission

CÉO - Commission de l'énergie de l'Ontario

CERA - Cambridge Energy Research Associates (É.-U.)

EAÉ - Ententes d'achat d'électricité

EDL - Entreprise de distribution locale

Énergie NB - Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick

EPAct - Energy Policy Act (É.-U.)

EUB - Alberta Energy and Utilities Board

FERC - Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)

Hydro One - Hydro One Inc.

HYDRO - Newfoundland and Labrador Hydro

MAPP - Mid-Continent Area Power Pool

MECL - Maritime Electric Company Limited

NSPI - Nova Scotia Power Incorporated

OCDE - Organisation de coopération et de développement économiques (international)

OPG - Ontario Power Generation

OTR - Organisation de transport régionale

PURPA - Public Utilities Regulatory Policy Act (É.-U.)

SEM - Société d'électricité municipale

SFIÉO - Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

SIGMÉ - Société indépendante de gestion du marché de l'électricité

UARB - Nova Scotia Utility and Review Board

WKP - West Kootenay Power

Unités d'énergie

Préfixes		*Équivalents*
k	kilo	10^3
M	méga	10^6
G	giga	10^9
T	téra	10^{12}
P	péta	10^{15}
E	exa	10^{18}

Unités de mesure de l'énergie

GJ	gigajoule	= 10^9 joules
PJ	pétajoule	= 10^{15} joules

Unités de mesure de l'électricité et contenu en énergie

Unités de mesure de l'électricité		*Contenu en énergie*
MW	mégawatt	
kWh	kilowattheure	0,0036 GJ
MWh	mégawattheure	3,6 GJ
GWh	gigawattheure	0,0036 PJ
TWh	térawattheure	3,6 PJ

Conversion du système métrique au système impérial

1 gigajoule (GJ) = environ 0,95 million de Btu (British thermal unit)

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) assure, dans le cadre de son mandat de réglementation, une surveillance constante de l'offre de l'ensemble des produits énergétiques au Canada (y compris l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits) ainsi que de la demande de produits énergétiques canadiens sur le marché intérieur et le marché à l'exportation. Par suite de l'intégration croissante des marchés énergétiques, l'Office a mis en oeuvre un programme d'évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ) qui prévoient des analyses individuelles ou intégrées des principaux produits énergétiques – électricité, pétrole et gaz naturel. Les analyses intégrées sont prises en compte dans le rapport périodique de l'Office sur les perspectives à long terme de l'offre et de la demande d'énergie.

La présente ÉMÉ, intitulée *L'électricité au Canada - Tendances et enjeux*, examine l'évolution en cours dans l'industrie de l'électricité au Canada. Cette analyse a été entreprise à la lumière de la volatilité récente des prix de l'énergie, notamment des prix de l'électricité dans certaines régions des États-Unis et du Canada. Le rapport donne un bref aperçu de la demande et de la production d'électricité au Canada, avant d'aborder les questions du commerce, de l'évolution de la réglementation (notamment les initiatives de restructuration) et des prix de l'électricité. Il examine ensuite les marchés de l'électricité dans l'ensemble du Canada, à l'échelon de chacune des provinces. Le rapport vise à contribuer à la compréhension de ces questions par le grand public.

Pour la préparation de ce rapport, de nombreuses rencontres et plusieurs entretiens ont eu lieu avec des intervenants de divers domaines de l'industrie, notamment des sociétés de production, de transport et de distribution, des commercialisateurs, des utilisateurs finals, des groupes de consommateurs et des organismes gouvernementaux. L'Office est reconnaissant des renseignements et commentaires qui lui ont été communiqués.

SOMMAIRE

Cette évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) de l'Office national de l'énergie examine les tendances et enjeux actuels dans les marchés de l'électricité au Canada.

Elle a été faite dans le cadre du mandat de réglementation de l'Office relatif à la surveillance de l'offre de produits énergétiques au Canada, y compris l'électricité. La préparation d'un tel rapport à ce moment est attribuable à la volatilité récente des prix de l'énergie, notamment des prix de l'électricité dans certaines régions du Canada et des États-Unis, et aux changements importants qui surviennent dans le secteur de l'électricité au Canada. Le rapport vise à informer et à sensibiliser le grand public à l'égard de l'évolution qui est en cours.

L'ÉMÉ commence par un aperçu de la situation actuelle de l'industrie de l'électricité au Canada, avant de passer à une analyse générale de la restructuration du secteur de l'électricité et des enjeux connexes. Il examine ensuite les marchés provinciaux sous différents angles, notamment l'offre et la demande, le commerce, la structure du marché, la réglementation et les prix. Le dernier chapitre présente des observations qui découlent de l'analyse.

Les points saillants du rapport sont les suivants :

Un attribut clé du marché canadien de l'électricité est sa diversité régionale, observable dans les combustibles qui servent à produire l'électricité, la structure du marché, la réglementation et les prix.

Malgré la hausse de la demande d'électricité ces dernières années, la plupart des marchés provinciaux semblent disposer d'un approvisionnement adéquat. En Alberta, où l'offre était assez juste, de la nouvelle capacité de production devrait être disponible d'ici quelques années.

Bien que la part du gaz naturel dans la production canadienne d'électricité soit relativement faible (4 %), la plupart des nouvelles installations de production au Canada devraient être alimentées au gaz. Bon nombre de ces projets ont été planifiés avant l'augmentation marquée des prix du gaz, et l'éventualité d'un maintien des prix élevés du gaz a ravivé l'intérêt de certains investisseurs pour la construction de centrales alimentées au charbon. Par ailleurs, un contexte de prix élevés de l'énergie pourrait favoriser une hausse des investissements dans de nouvelles technologies de production qui présenteraient moins de dangers pour l'environnement.

L'électricité produite au Canada est en majeure partie d'origine hydraulique et, de ce fait, est généralement concurrentielle au niveau des prix par rapport aux autres régions d'Amérique du Nord. Grâce à la production de leur réseau hydro-électrique, la plupart des provinces riches en ressources hydrauliques ont des excédents d'énergie pour la vente sur le marché intérieur et le marché à l'exportation. La loi canadienne exige que les exportations soient autorisées par l'ONÉ, et que les acheteurs canadiens d'électricité aient la possibilité d'acheter l'électricité, pour utilisation au Canada, à des conditions aussi favorables que celles proposées aux clients à l'exportation. Les exportations vers les États-Unis ont généralement représenté moins de 9 % de la production intérieure ces dernières années.

En ce qui touche le transport de l'électricité, on envisage, dans plusieurs provinces, la participation à des organisations de transport régionales (OTR), qui devraient faciliter l'accès des exportateurs canadiens aux marchés américains, ainsi que l'importation d'électricité des États-Unis vers le Canada. Ces OTR pourraient mener à un plus vaste commerce nord-sud et à une plus grande intégration des marchés de l'électricité des États-Unis et du Canada. Dans la mesure où le Canada maintient sa compétitivité, il en résulterait des revenus d'exportation plus élevés. L'intégration des marchés pourrait également exercer des pressions à la hausse sur les prix dans certaines provinces.

L'ÉMÉ examine le phénomène de la convergence des marchés du gaz naturel et de l'électricité, résultat d'une utilisation croissante du gaz dans la production d'électricité. Un aspect important est que les prix du gaz et ceux de l'électricité sont devenus étroitement reliés dans ces marchés. Quelques tendances récentes témoignent de la convergence en cours : prix élevés du gaz naturel partout aux États-Unis qui influent sur les revenus des exportations canadiennes d'électricité; prix du gaz naturel qui se répercute sur les prix de l'électricité dans le Power Pool of Alberta; et demande d'électricité en Californie qui contribue aux prix relativement élevés obtenus des exportations de gaz de la Colombie-Britannique.

Certaines provinces mettent en oeuvre des changements fondamentaux dans le cadre de la restructuration de leurs marchés. Toutefois, la séparation des services de production, de transport et de distribution (dégroupement) se déroule à un rythme inégal dans l'ensemble du pays. En ce qui touche l'accès intégral au détail (tous les consommateurs peuvent choisir parmi différents commercialisateurs d'électricité), l'Alberta l'a introduit le 1er janvier 2001, tandis que l'Ontario, qui devait l'introduire le 1er novembre 2000, a annoncé en avril 2001 que ce sera fait en mai 2002. Le Nouveau-Brunswick a récemment annoncé des plans visant une réforme de son marché de l'électricité. Tandis que certaines provinces offrent actuellement l'accès dans le marché de gros, ou prévoient l'offrir, aucune autre province que l'Ontario n'a actuellement de plan arrêté visant l'introduction de l'accès intégral au détail.

Les restructurations amorcées dans certains marchés ont été guidées par deux objectifs principaux : une baisse des prix et un choix plus vaste pour les clients. La concurrence peut contribuer à une baisse des prix; en revanche, le risque associé à un environnement de concurrence peut engendrer une hausse des coûts qui exercera une pression à la hausse sur les prix.

Les tarifs d'électricité résidentiels au Canada sont parmi les plus bas dans les pays industrialisés et, en général, c'est dans les provinces riches en ressources hydro-électriques qu'ils sont les moins élevés. Dans toutes les provinces, à l'exception de la situation qui s'est développée récemment en Alberta, les prix à la consommation ont été généralement stables, ou ont affiché des hausses relativement faibles, au cours des dernières années. Cela peut s'expliquer, dans une certaine mesure, par l'effet stabilisateur de la réglementation fondée sur le coût du service et, dans certaines provinces, par l'instauration de gels des tarifs. Un autre facteur pouvant expliquer la stabilité des tarifs de l'électricité est la moins grande sensibilité des prix de l'électricité aux fluctuations des marchés internationaux, en comparaison des prix du pétrole et du gaz naturel. Par conséquent, sur le marché canadien, une volatilité des prix de l'énergie ne veut pas dire nécessairement qu'il y a volatilité des prix de l'électricité.

Lorsque les prix ne dépendent pas des forces du marché, comme c'est le cas actuellement dans la plupart des régions du Canada, les consommateurs n'ont pas nécessairement accès aux bons signaux donnés par les prix pour orienter leur comportement de consommation. La tendance à s'en remettre aux forces du marché dans d'autres secteurs de l'économie et dans d'autres administrations de l'énergie électrique en Amérique du Nord amène des provinces canadiennes à envisager l'adoption de structures fondées sur le marché. Toutefois, les bas prix historiques de l'électricité, offerts pour l'essentiel par des services publics provinciaux dans la structure de marché traditionnelle, ainsi que l'expérience récente de volatilité des prix en Californie, ont incité la plupart des provinces à aborder avec prudence l'élaboration de vastes plans de restructuration.

INTRODUCTION

L'année 2001 marque le début d'une nouvelle ère dans l'industrie de l'électricité au Canada. Pour la première fois, tous les clients résidentiels, commerciaux et industriels de l'Alberta ont le choix entre différents fournisseurs d'électricité, ce qu'on appelle l'accès au détail. L'Ontario prévoit offrir l'accès au détail dans la province à compter de mai 2002, de sorte que, en tenant compte de l'Alberta, près de 40 % du secteur de l'électricité au Canada sera pleinement concurrentiel au niveau de la vente au détail. D'importantes initiatives ont été prises dans plusieurs autres provinces pour mettre en oeuvre une restructuration et maintenir la compétitivité sur les marchés d'exportation.

L'expérience de la Californie, qui a procédé à une restructuration de son industrie de l'électricité, a été marquée récemment par une volatilité des prix et de réelles pénuries d'électricité. En effet, au début de 2001, l'État a connu ses premières pannes de courant électrique depuis la Deuxième Guerre mondiale. De plus, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord on atteint des sommets cet hiver. Ces événements, ainsi que les tendances vers une restructuration dans d'autres régions, ont soulevé des craintes chez les consommateurs d'électricité au Canada, qui se demandent si le secteur de l'énergie pourra continuer de répondre aux besoins d'électricité des Canadiens à des prix raisonnables.

Le présent rapport fournit une évaluation de l'état actuel du marché de l'électricité au Canada. Il se fonde sur les ressources internes de l'ONÉ, l'information du domaine public et des consultations menées auprès d'intervenants de l'industrie de l'électricité partout au Canada. Le rapport vise à évaluer l'évolution de la structure de l'industrie de l'électricité au Canada, les tendances au niveau de la demande et de la production, le fonctionnement du marché et la détermination des prix.

Un attribut remarquable de l'industrie est sa diversité. Les provinces et territoires canadiens sont différents sur les plans des ressources naturelles, de la structure du marché énergétique et du cadre de réglementation. L'intérêt envers une restructuration du secteur de l'électricité varie également d'une province à l'autre. C'est pourquoi le présent rapport fait l'analyse des tendances et des enjeux du marché de l'électricité à l'échelon des provinces.

Le rapport commence par un bref aperçu de l'industrie de l'électricité au Canada, qui expose la situation actuelle et les tendances récentes en ce qui touche la demande, la production d'électricité, le commerce, la structure du marché et la réglementation, et les prix de l'électricité. Le chapitre subséquent explique ce qu'on entend par restructuration. Il examine en outre certains enjeux clés connexes. Le chapitre 4 présente, pour chaque province, une évaluation de l'état du marché. Le dernier chapitre présente des observations concernant la situation actuelle de l'industrie de l'électricité au Canada. Un glossaire est fourni à la fin du rapport.

APERÇU DE L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

Ce chapitre donne un aperçu du secteur de l'électricité au Canada. Dans un premier temps, il expose les dernières tendances de la demande, de la production ainsi que du commerce international et interprovincial de l'électricité. Il présente ensuite la structure du marché et le cadre réglementaire et aborde, en conclusion, la question des prix de l'électricité.

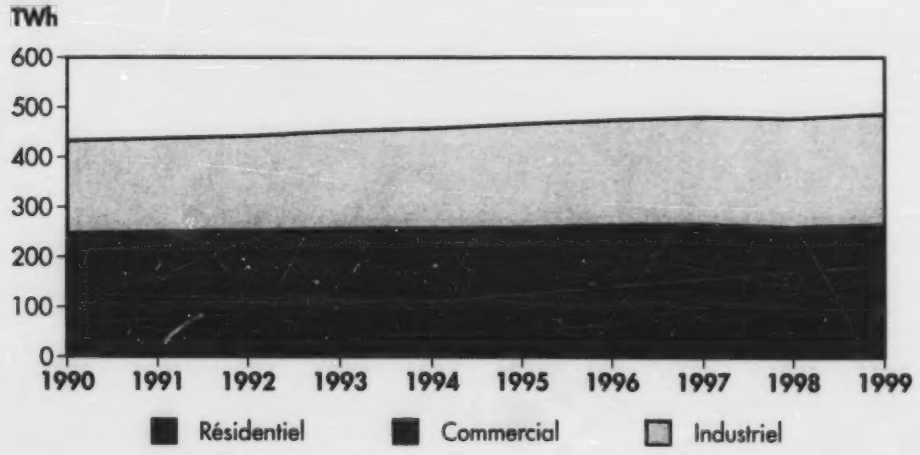
2.1 Demande

En 1998, la demande finale d'énergie au Canada, en combinant les secteurs résidentiel, commercial et industriel, a totalisé 8 205 pétajoules (PJ), dont 21 % en électricité, soit 478 térawattheures (TWh).

Durant les années 1990, la demande d'électricité a augmenté selon un taux annuel moyen de 1,3 % (figure 2.1), reflétant la croissance relativement forte des industries les plus énergivores, en particulier dans les domaines de l'exploitation des ressources naturelles, de la fonderie et du raffinage. Le secteur industriel a enregistré la plus forte croissance annuelle (2 %)[1]. Le secteur résidentiel, par contre, a affiché la plus faible croissance annuelle (0,3 %). Normalement, cette dernière devrait suivre la croissance démographique et l'augmentation du nombre des ménages. Cependant, en raison de la

FIGURE 2.1

Demande d'électricité au Canada



Source : ONÉ, Statistique Canada

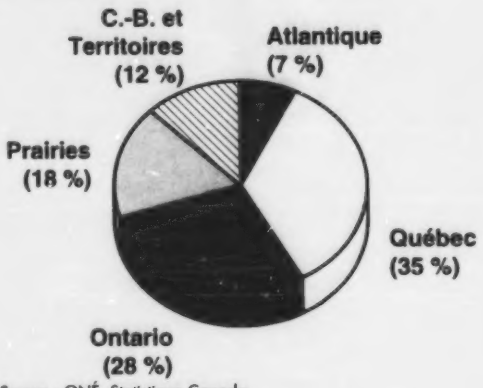
1 Ressources naturelles Canada, *Évolution de l'efficacité énergétique au Canada, 1990-1998*, octobre 2000.

concurrence du gaz naturel, durant les années 1990 en Ontario, la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel a diminué. Si l'on exclut l'Ontario, la demande du secteur résidentiel a augmenté de 0,9 % par an, ce qui correspond à peu près à la croissance démographique[1]. La demande dans le secteur commercial au Canada a augmenté de 1,3 % par an.

Sur une base régionale, le Québec constitue le plus important marché; en 1999, il totalisait 35 % de la demande d'électricité au Canada. L'Ontario vient en deuxième place, avec 28 % (figure 2.2). Toutefois, dans les années 1990, c'est dans les Prairies que la croissance a été la plus forte, stimulée par l'exploitation des ressources naturelles en Alberta et en Saskatchewan; la croissance la plus faible a été enregistrée en Ontario.

FIGURE 2.2

Parts provinciales de la demande d'électricité, 1999



Source : ONÉ, Statistique Canada

2.2 Production d'électricité

Bien que l'hydroélectricité représente 61 % de la production d'électricité au Canada, on note une grande diversité d'autres sources, notamment le charbon (18 %), le nucléaire (13 %), le gaz naturel (4 %) ainsi que le mazout et les ressources renouvelables (4 %) (figure 2.3). La base de production varie selon la région : production thermale (charbon et mazout) sur la côte est; hydroélectricité au Labrador, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique; le nucléaire en Ontario et, dans une moindre mesure, au Québec et au Nouveau-Brunswick; et le charbon en Saskatchewan et en Alberta.

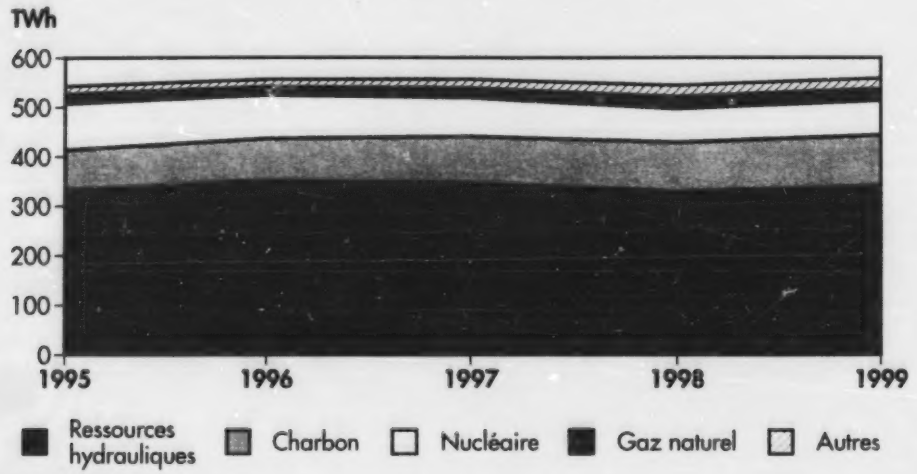
Actuellement, la part du gaz naturel est peu importante, mais les avantages de ce type d'énergie, notamment son faible coût d'investissement, son efficacité énergétique élevée dans le cas des centrales à cycle combiné et les délais relativement courts d'approbation et de construction, en font le combustible privilégié pour la plupart des nouvelles installations de production. Au moment de la prise de décision relativement à l'installation d'une nouvelle centrale, l'utilisation du gaz naturel dans la formule à cycle combiné est l'élément de comparaison servant à évaluer les divers projets envisagés. Cette technologie a également renforcé les liens entre le secteur du gaz naturel et la production d'électricité dans le phénomène connu sous le nom de convergence. Selon l'écart entre le prix du gaz naturel et celui de l'électricité, les producteurs qui commercialisent le gaz et l'électricité peuvent vendre du gaz ou utiliser celui-ci pour produire de l'électricité. En conséquence, les prix du gaz et ceux de l'électricité sont de plus en plus liés dans ces marchés.

Lorsqu'on analyse de quelle façon fonctionnent les marchés de l'électricité, il faut tenir compte d'un certain nombre de caractéristiques propres à la production hydroélectrique. Une première caractéristique est que la production d'hydroélectricité dépend des précipitations. Les provinces qui ont adopté l'hydroélectricité ont généralement des installations leur permettant de faire face aux années de faible pluviosité et d'accumuler des surplus d'électricité pour des fins d'exportation les années normales. La deuxième caractéristique tient à ce que, comme l'eau est moins onéreuse que les

1 De 1990 à 1999, la population canadienne a augmenté de 1,1 % par an, alors que celle de l'Ontario a augmenté de 1,3 %.

FIGURE 2.3

Production d'électricité au Canada par combustible



Source : Statistique Canada

autres sources d'énergie, le coût différentiel ou marginal de l'hydroélectricité est relativement bas. Parmi les autres facteurs, les barrages déterminent la quantité d'eau disponible et, donc, la quantité d'énergie pouvant être produite, et les turbines déterminent la capacité de la centrale, ou la quantité d'énergie pouvant être produite à tout moment. L'agrandissement d'un barrage est un projet coûteux et complexe, mais il est possible, dans certains cas, d'accroître la capacité de production d'une centrale existante en installant une nouvelle turbine.

2.3 Commerce

Le plus souvent, il y a commerce d'électricité lorsqu'il y a des écarts de prix entre les marchés reliés ou lorsque la production est insuffisante pour répondre à la demande de certains marchés particuliers. Les exportations d'électricité sont surtout le fait des provinces ayant d'abondantes ressources hydrauliques exploitables à faible coût, lorsque celles-ci ont des surplus disponibles.

Il peut aussi y avoir commerce d'électricité lorsque le producteur cherche à optimiser l'utilisation de ses ressources. Par exemple, quand une province produit de l'électricité de source thermique et de source hydraulique, ou quand une province productrice d'hydroélectricité peut en vendre à une province ou à un État en mesure de lui fournir de l'électricité de source thermique, la centrale hydroélectrique peut être utilisée pour stocker de l'énergie. Dans ce cas, la centrale thermique est en activité quand la demande est faible (et l'électricité moins chère). L'eau qui devrait servir pour produire de l'électricité est alors retenue par le barrage pour être utilisée quand la demande est forte (et l'électricité plus chère).

Les variations saisonnières sont un autre facteur ayant une incidence sur le commerce. Dans la plupart des régions du Canada, la demande est forte en hiver, alors que dans la plupart des régions des États-Unis, c'est en été que la demande atteint des sommets. Ces différences peuvent conduire les distributeurs américains à importer plus d'électricité du Canada en été qu'en hiver.

2.3.1 *Commerce interprovincial*

Les acheminements interprovinciaux d'électricité représentent environ 10 % de la consommation totale d'électricité au Canada. Durant les trois dernières années, les acheminements d'électricité sont demeurés proches de 50 TWh. L'est du Canada (région à l'est du Manitoba) totalise plus de 80 % du transport d'électricité, le reste étant le fait de l'ouest du Canada (figure 2.4). Les acheminements d'électricité les plus importants sont effectués entre le Labrador et le Québec (entre 30 TWh et 35 TWh par an). L'augmentation des acheminements observée ces deux dernières années dans l'ouest du Canada est due à la forte croissance de la demande en Alberta. Les plans en vue d'accroître la capacité de transport entre le Québec et l'Ontario, et entre la Saskatchewan et l'Alberta devraient favoriser une intensification du commerce interprovincial.

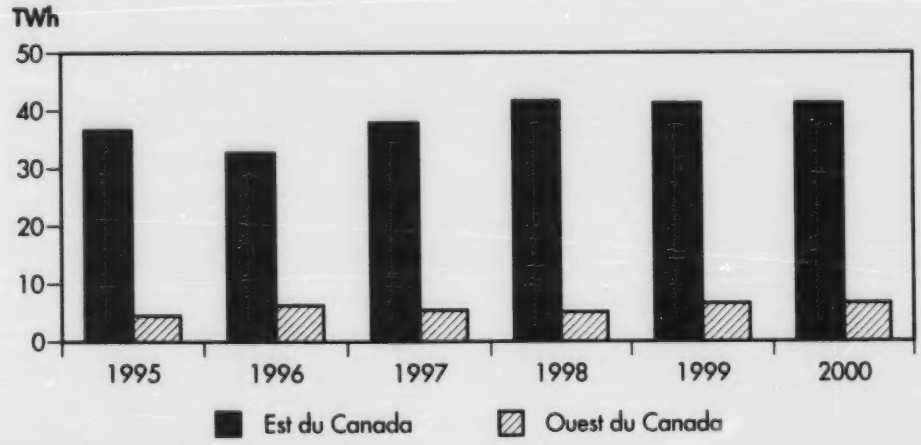
2.3.2 *Commerce avec les États-Unis*

Le Canada a toujours été un exportateur net (exportations supérieures aux importations) d'électricité à destination des États-Unis. Ces dernières années, les niveaux des exportations ont été relativement stables, représentant généralement moins de 9 % de la production totale d'électricité au Canada (figure 2.5). L'électricité exportée provient principalement des provinces ayant d'abondantes ressources hydrauliques (soit le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique) qui, avec l'Ontario et le Nouveau-Brunswick, ont totalisé 94 % des exportations d'électricité en 2000.

En 2000, les importations d'électricité ont représenté moins de 3 % de la consommation annuelle totale. Les deux principaux importateurs ont été le Québec et la Colombie-Britannique. De 1998 à 2000, les importations ont été beaucoup plus importantes que les années antérieures. Les provinces productrices d'hydroélectricité ayant des installations de stockage peuvent tirer parti du commerce en important de l'électricité durant les périodes où la demande est moindre, et où l'électricité est moins chère, pour réexporter de l'hydroélectricité durant les périodes de forte demande, où les prix montent.

FIGURE 2.4

Échanges interprovinciaux d'électricité



Source : Statistique Canada

2.4 Structure du marché et réglementation

Actuellement, la plupart de l'électricité au Canada est produite par des centrales à intégration verticale, c'est-à-dire des entreprises qui possèdent et exploitent les installations de production, de transport et de distribution.

Selon la Constitution canadienne, toutes les questions relatives à l'électricité relèvent principalement de la compétence des provinces. En conséquence, les provinces et les territoires ont pleine compétence en ce qui a trait à la production, au transport et à la distribution de l'électricité à l'intérieur de leurs frontières. Les principaux aspects soumis à un examen réglementaire effectué par les organismes de réglementation établis dans chaque province et territoire sont la tarification et la construction de nouvelles installations. La nature de la réglementation provinciale est décrite au chapitre 4.

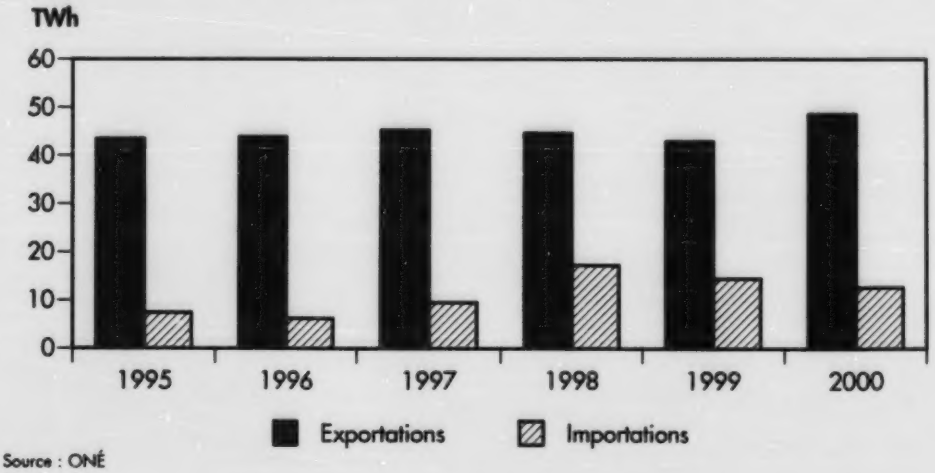
Le gouvernement fédéral a pleine compétence en matière d'exportation d'électricité, de lignes de transport internationales et d'énergie nucléaire. Le Parlement peut désigner, par ordonnance, une ligne interprovinciale de transport d'énergie comme étant assujettie à la réglementation au même titre que les lignes internationales.

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) régit, notamment, l'exportation d'électricité et les lignes de transport internationales. Pour déterminer si l'exportation d'électricité doit être approuvée, l'Office tient compte :

- des effets des exportations d'électricité sur les provinces autres que la province exportatrice;
- de l'incidence des exportations sur l'environnement;
- de ce que le requérant a ou n'a pas donné aux acheteurs canadiens intéressés la possibilité d'acheter l'électricité à des fins d'utilisation au Canada aux mêmes conditions que celles qui sont offertes à l'acheteur du marché d'exportation.

FIGURE 2.5

Échanges internationaux d'électricité



Source : ONÉ

Le fait d'offrir aux Canadiens la possibilité d'acheter l'électricité aux conditions faites à l'acheteur étranger relève du principe d'accès équitable au marché. Si des acheteurs canadiens d'électricité pensent qu'ils n'ont pas eu un accès équitable au marché, ils peuvent présenter une plainte officielle à l'ONÉ.

2.5 Prix de l'électricité

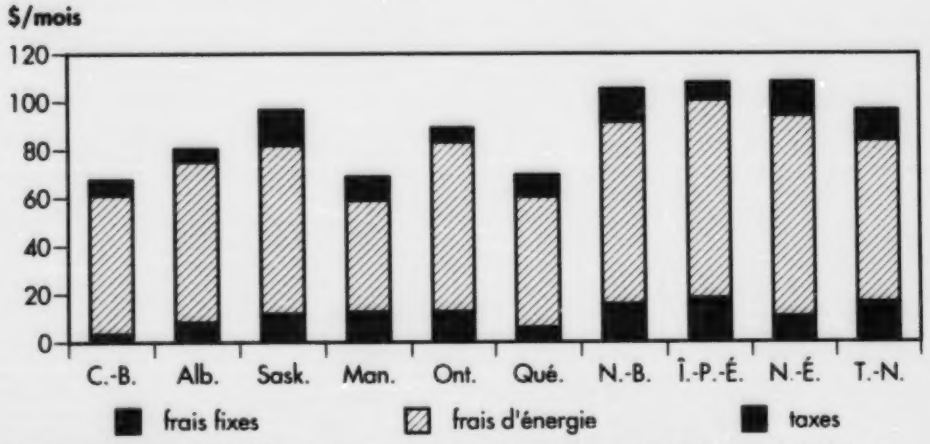
Au Canada, la réglementation des prix de l'électricité est de compétence provinciale. Comme, dans la plupart des provinces, l'électricité est réglementée sur la base du coût du service, les prix reflètent les coûts de la production, du transport et de la distribution. Ces coûts peuvent varier selon la province.

Généralement, la facture d'électricité d'un abonné résidentiel comprend des frais fixes mensuels, des frais d'énergie en fonction de la consommation et les taxes de vente applicables. En 2000, selon les estimations, pour une consommation mensuelle de 1 000 kWh, le coût mensuel de l'électricité pour un abonné résidentiel au Canada se situait dans une fourchette de 65 $ à 110 $ (figure 2.6). Les prix ont tendance à être moins élevés dans les provinces jouissant d'abondantes ressources hydrauliques (Colombie-Britannique, Manitoba et Québec) et plus élevés dans les provinces de l'Atlantique (centrales thermiques).

La forte instabilité des prix de l'énergie que l'on a observée dernièrement en Amérique du Nord n'est pas nécessairement le reflet d'une instabilité des prix de l'électricité au Canada. Exception faite de l'Alberta de la fin de 2000 au début de 2001, les prix de l'électricité payés par les consommateurs canadiens sont généralement stables ou n'ont affiché que des hausses relativement faibles depuis plusieurs années. Cette stabilité a été réalisée dans un contexte où les prix intérieurs de l'électricité, contrairement à ceux du mazout et du gaz, sont demeurés essentiellement insensibles aux forces des marchés continentaux et internationaux. En outre, les services publics peuvent utiliser les revenus tirés de l'exportation pour favoriser la stabilité des prix intérieurs pour le bénéfice de leurs abonnés dans la région qu'ils desservent. À quelques exceptions près, exposées au chapitre 4, la récente augmentation des prix du gaz naturel a eu peu d'incidence sur les prix de l'électricité au Canada.

FIGURE 2.6

Exemples de coûts d'électricité résidentiels, 2000

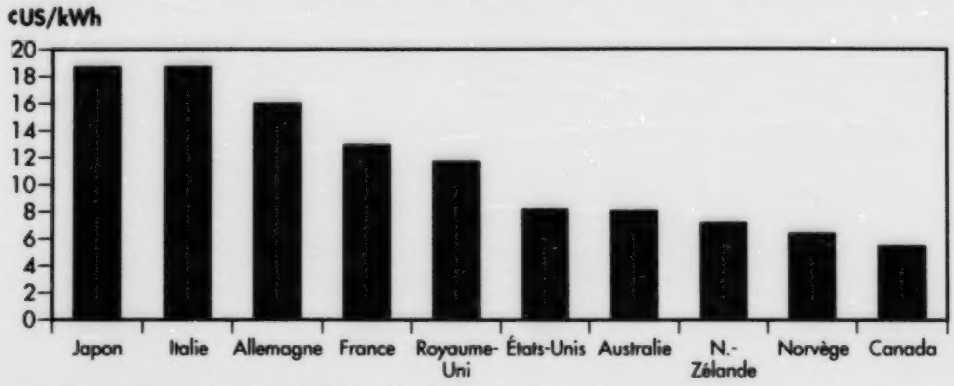


Frais d'énergie : basés sur 1 000 kWh par mois; comprennent la production, le transport et certains coûts de distribution.
Frais fixes : portion fixe des coûts de distribution.
Source : Hydro-Québec, Arthur Andersen/CERA

Au Canada, les prix de l'électricité sont peu élevés par rapport à ceux pratiqués dans les autres pays. Ces dernières années, les prix facturés aux abonnés du secteur résidentiel au Canada se sont situés au bas de la fourchette de 6 ¢ à 18 ¢/kWh pratiquée dans les pays industrialisés (figure 2.7).

FIGURE 2.7

Comparaison internationale des frais d'électricité résidentiels, 1999



Japon, Allemagne, France - données de 1988; Australie - données de 1997
Source : OCDE, Arthur Andersen/CERA, ONÉ

RESTRUCTURATION DE L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ

3.1 Contexte

Dans la structure de marché traditionnelle du secteur de l'électricité, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont possédés et exploités par des monopoles à intégration verticale. Cette structure, qui prévaut toujours dans une bonne partie du marché canadien, a été largement adoptée parce que le secteur de l'approvisionnement en électricité était considéré comme étant un monopole naturel. Dans le cas de la production, cela a permis d'abaisser les coûts en construisant des centrales de grande taille. La nature des réseaux de transport sur de longues distances et des réseaux de distribution locaux se prête également à l'application du monopole naturel. Si la concurrence est possible dans le domaine de la production, il ne serait pas économiquement réalisable de construire des installations de transport et de distribution concurrentes pour desservir le même marché; en d'autres mots, une installation unique permet d'avoir des coûts moindres.

En raison du risque que les monopoles aient une emprise sur le marché, leurs activités sont surveillées par des organismes de réglementation chargés de veiller aux intérêts du public ou, comme c'est le cas pour la plupart des provinces canadiennes, des sociétés d'État ont été créées pour avoir une emprise publique.

Dans chaque province, les services publics ont eu tendance à établir leurs propres réseaux de production, de transport et de distribution pour répondre aux besoins énergétiques du milieu. En ce qui concerne le transport, des liens interprovinciaux et internationaux ont été tissés en vue d'avoir des avantages, notamment :

- une réduction des coûts du fait que le besoin en capacité de réserve est moindre;
- la possibilité de mettre en place des turbines de plus grande taille, plus économiques;
- la possibilité de tabler sur les variations saisonnières et les échanges d'énergie d'économie;
- la possibilité de signer des contrats de puissance garantie;
- tout autre avantage envisageable, tel que la fiabilité du service ou l'aide en cas de panne.

Au Canada et aux États-Unis, dans les années 1980 et au début des années 1990, on a vu émerger un certain nombre de tendances qui ont fait que plusieurs instances concernées ont remis en question la structure de marché traditionnelle :

(i) Les progrès technologiques réalisés dans le domaine de la production ont permis la construction de centrales de plus petite taille alimentées au gaz naturel, notamment l'installation de turbines au gaz naturel à cycle combiné. Ces turbines peuvent fournir un supplément d'approvisionnement moyennant des investissements moindres; en outre, de

telles centrales peuvent être construites en moins de temps que les centrales à combustible fossile ou les centrales nucléaires conventionnelles. En même temps, il était avantageux pour les consommateurs industriels d'électricité d'acheter du gaz naturel pour produire à la fois de la chaleur et de l'électricité(cogénération) et de vendre l'électricité en surplus au réseau de distribution d'électricité.

(ii) De nombreuses instances, par exemple le nord-est des États-Unis et la Californie, ont jugé que l'accès aux lignes de transport d'un service public devait être rendu possible aux autres fournisseurs pour favoriser l'accès à des approvisionnements moins chers dans les régions voisines et dans les régions plus éloignées. Cela signifie que l'accès aux réseaux de transport d'énergie doit être non discriminatoire.

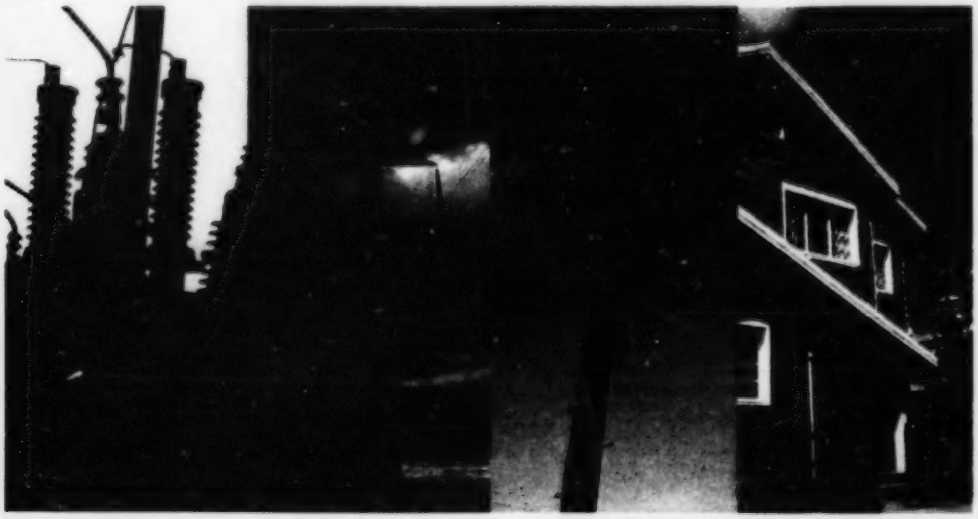
(iii) Les antécédents en matière de déréglementation et de restructuration observés dans d'autres secteurs tels que les télécommunications, le gaz naturel et les compagnies aériennes donnent à penser que la concurrence entre les producteurs et les fournisseurs de service pourrait permettre d'abaisser les coûts et d'offrir aux consommateurs un meilleur choix de services.

3.2 Qu'entend-on par restructuration?

La restructuration désigne la réorganisation des services publics d'électricité, consistant à délaisser les monopoles à intégration verticale pour les remplacer par des entreprises distinctes spécialisées dans la production, le transport ou la distribution. Cette séparation des activités (figure 3.1) vise à favoriser la concurrence entre les producteurs et à « ouvrir » les réseaux de transport et les réseaux de distribution, ce qui pourrait avoir pour effet d'accroître la concurrence dans les domaines de l'approvisionnement en électricité et de la commercialisation de l'électricité. Une concurrence accrue offre un plus grand choix aux consommateurs, notamment le choix du fournisseur, des services de mesurage plus étendus et des options au chapitre de l'énergie « verte ».

FIGURE 3.1

Service d'électricité dégroupé



Production **Transport** **Distribution** **Clients**

Les deux aspects primordiaux de la restructuration sont l'accès au marché de gros et l'accès au marché de détail. L'accès au marché de gros a trait à la possibilité pour les producteurs d'utiliser les réseaux de transport d'énergie pour entrer dans la concurrence sur les marchés de gros, ce qui peut inclure les entreprises de distribution ou les négociants indépendants. L'accès au marché de détail a trait à la possibilité pour les négociants d'utiliser le réseau de distribution pour vendre aux consommateurs finals et, inversement, de permettre aux consommateurs finals de choisir leur négociant. On dit de l'accès au marché de détail qu'il est intégral lorsque le choix de négociant est offert à tous les consommateurs finals. Il peut y avoir accès au marché de gros sans qu'il y ait accès au marché de détail; par contre, il ne peut y avoir accès au marché de détail s'il n'y a pas accès au marché de gros.

3.3 Initiatives de restructuration

Canada

Au Canada, la restructuration du secteur de l'électricité ne s'est pas faite de façon uniforme, chaque province réagissant en fonction de sa propre situation et des enjeux auxquels elle est confrontée. En Alberta, la restructuration du marché s'est faite sur cinq années et elle s'est terminée par l'accès intégral au marché de détail le 1er janvier 2001. L'Ontario envisage d'ouvrir complètment l'accès à son marché de détail en mai 2002.

La plupart des autres provinces, y compris le Nouveau-Brunswick, le Québec, le Manitoba, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique, ont ouvert ou projettent d'ouvrir l'accès à leur marché de gros. En dehors de l'Ontario et de l'Alberta, aucune autre province n'envisage d'ouvrir intégralement l'accès à son marché de détail.

L'état de la restructuration dans chaque province est décrit au chapitre 4.

États-Unis

Aux États-Unis, la production a été ouverte à la concurrence avec l'adoption, en 1979, de la *Public Utilities Regulatory Policy Act*, loi sur la politique de réglementation des services publics. Cette loi permet (avec certaines restrictions) aux producteurs d'électricité indépendants de vendre de l'électricité sur les marchés de gros, mettant ainsi un terme au monopole des services publics sur la production.

La loi sur la politique en matière d'énergie, *Energy Policy Act*, adoptée en 1992 a eu une incidence juridique importante. Cette loi autorisait la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), soit la commission fédérale de réglementation, à ouvrir l'accès aux réseaux de transport d'énergie et elle a conduit à la promulgation de l'ordonnance 888 (1996). Cette ordonnance exige que « les consommateurs de services de transport d'entreprises assujetties à la réglementation (de la FERC) qui utilisent le service offert selon le tarif d'accès non discriminatoire et qui possèdent, contrôlent ou exploitent des infrastructures de transport, doivent à leur tour donner libre accès au transporteur[1] ». L'ordonnance 888 a des conséquences pour les exportateurs canadiens d'électricité. Elle a pour effet d'exiger que les transporteurs canadiens ouvrent l'accès à leurs installations de transport aux commercialisateurs américains pour que les exportateurs canadiens qui utilisent ces installations, et peuvent accéder librement aux réseaux américains, puissent obtenir une licence de la FERC qui leur permettrait de commercialiser de l'électricité dans les marchés de gros des États-Unis (la règle de réciprocité découlant de l'ordonnance 888).

1 Traduction d'un extrait de *The Changing Structure of the U.S.Electric Power Industry 2000: An Update*, U.S. Energy Information Administration, octobre 2000.

Afin de favoriser encore davantage la concurrence sur les marchés de gros, la FERC, selon les termes de son ordonnance 2000 (décembre 1999), a obligé les entreprises de transport d'énergie qu'elle régit de former, avant décembre 2001, des organisations de transport régionales d'énergie (OTR), et a défini les caractéristiques et les fonctions de base d'une OTR. Dans la perspective de l'interconnexion des réseaux de transport d'énergie des États-Unis et du Canada, la FERC a sollicité la participation des Canadiens. Au Canada, les tarifs de transport d'électricité sont du ressort des provinces. Par conséquent, la sphère de compétence de l'Office n'a pas la même envergure que celle de la FERC.

Si la FERC réglemente le transport de l'énergie entre les États et a pour mandat de veiller à ce que les consommateurs aient accès à l'électricité à des taux raisonnables et équitables, l'accès au marché de détail est essentiellement du ressort de chaque État. Au milieu de l'an 2000, 21 % environ des consommateurs américains d'électricité avaient accès au marché de détail; cependant, moins de 1 %, ce qui correspond à 1,5 % de la charge, se sont prévalus de cette possibilité. Ce manque d'intérêt s'explique par le fait que les nouveaux négociants n'ont pas réussi à relever adéquatement la concurrence des services publics en place[1].

Autres pays

Outre les mesures prises au Canada et aux États-Unis, plusieurs autres pays ont entrepris de restructurer leur secteur de l'électricité durant la dernière décennie. En Australie, en Nouvelle-Zélande et au Royaume-Uni, la restructuration s'est traduite par le dégroupement des activités des monopoles appartenant à l'État.

3.4 Enjeux de la restructuration

Coûts non recouvrables et profits liés au dessaisissement

Le premier souci au plan de la restructuration des marchés de l'électricité était qu'un certain nombre de centrales risquaient de ne pas être économiques dans un contexte concurrentiel et d'être « cédées ». En conséquence, leur valeur marchande serait alors inférieure à leur valeur comptable, ce qui pourrait entraîner des pertes considérables pour les services publics propriétaires de ces centrales. La question qui s'est alors posée était de savoir de quelle façon ces coûts seraient amortis.

En Ontario, l'encours de la dette d'Hydro Ontario est l'équivalent d'un coût non recouvrable. Gérée par la société absorbante d'Hydro Ontario, la dette sera remboursée par les consommateurs d'électricité ontariens au pro rata de leur consommation.

Aux États-Unis, les coûts non recouvrables étaient liés à un certain nombre de centrales nucléaires et de vieilles centrales à combustible fossile moins efficaces. Divers moyens ont été mis en oeuvre pour amortir ces coûts, tels que la titrisation[2] et le recouvrement direct au moyen de frais de transition[3] imposés pour le transport et la distribution de l'électricité.

1 *Electric Power Trends 2001*, Arthur Andersen and Cambridge Energy Associates, 2000.

2 La titrisation est l'émission de titres boursiers tels que des obligations à long terme pour une valeur équivalente aux droits d'actifs délaissés. La dette est ensuite remboursée par l'émetteur des titres à même les recettes futures.

3 Par exemple, en Californie, le service public Pacific Gas and Electricity impose des frais au titre de la transition vers un marché concurrentiel pour recouvrer ses coûts non amortis.

Dans l'ensemble, aux États-Unis, le déroulement des faits a montré que les coûts non recouvrables n'ont pas été un obstacle à la restructuration. Au départ, bon nombre de services publics s'attendaient à être aux prises avec une dette non amortie accablante qu'ils ne seraient peut-être pas en mesure de rembourser, à cause de la situation du marché ou parce qu'un certain nombre d'États ne permettraient pas que ces coûts soient imputés aux consommateurs. Dans les faits, les organismes de réglementation ont autorisé le plein recouvrement des coûts et, comme les cours sur les marchés de l'énergie en bloc ont été plus forts que prévu, les prix ont permis de soutenir la valeur de ces actifs à des niveaux plus élevés[1].

Quand la valeur marchande des actifs cédés est supérieure à leur valeur comptable, le dessaisissement peut conduire à réaliser un profit. Dans le cadre de restructuration de l'Alberta, le dessaisissement des vieilles centrales a donné lieu à un profit. La valeur était établie lors des ventes aux enchères où étaient vendus les droits de commercialiser l'électricité produite par ces centrales. La différence entre le prix offert pour l'électricité et le coût d'exploitation des centrales est remise aux consommateurs albertains sous forme de déductions imputées à leur facture mensuelle d'électricité.

Domination du marché

Lors de l'examen d'un projet de restructuration pour leur région, les organismes de réglementation se penchent sur le risque qu'une domination puisse être exercée sur le marché dans un certain nombre de segments du secteur de l'électricité. Par exemple, les producteurs possédant une capacité importante (à l'échelle de la province ou à des emplacements stratégiques) pourraient être en mesure d'empêcher des fournisseurs concurrents d'entrer sur le marché. Les propriétaires de réseaux de transport d'énergie pourraient être en mesure d'empêcher les producteurs concurrents d'avoir accès au réseau. Dans un contexte de restructuration, les services publics de distribution en place pourraient être mieux en mesure que leurs concurrents de tirer parti des nouvelles possibilités offertes par le marché du fait qu'ils ont plus facilement accès à l'information relative aux consommateurs.

L'Ontario et l'Alberta ont, chacune pour leur part, pris des mesures pour atténuer le risque d'une domination du marché. En Ontario, on a conclu un accord (Market Power Mitigation Agreement) définissant les conditions de la délivrance de licence à Ontario Power Generation et on a mis sur pied un organisme indépendant de surveillance du marché pour favoriser un accès non discriminatoire au réseau de transport. En Alberta, on a mis sur pied un groupement indépendant d'intervenants du secteur de l'électricité et un service indépendant de gestion du réseau de transport d'énergie, en plus de prévoir la vente aux enchères de la production des centrales, de façon à réduire la part de marché des producteurs en place.

Fiabilité

Traditionnellement, les centrales électriques publiques ont fonctionné avec d'importantes marges de réserve, se situant le plus souvent dans une fourchette de 20 % à 25 % au-dessus de la demande de pointe. Cela apparaissait nécessaire et prudent compte tenu des risques que des coupures d'alimentation imprévues se produisent. Dans les marchés restructurés, les marges d'exploitation ont tendance à être moins importantes; en conséquence, toutes choses étant égales par ailleurs, les risques d'interruption de l'alimentation en électricité sont plus grands, bien que les coûts soient moins élevés. Dans un contexte de séparation des activités de production, de transport et de distribution, la fiabilité devient une responsabilité partagée par les diverses entités ainsi créées, responsabilité qui se traduit dans leurs dispositions tarifaires (conditions de service).

1 *Electric Power Trends 2001*, Arthur Andersen and Cambridge Energy Associates, 2000.

Coût marginal et fixation du prix en fonction du coût moyen

Dans la structure de marché traditionnelle, les prix de l'électricité sont établis en fonction du coût moyen. Le coût moyen correspond aux coûts approuvés du producteur à tarification réglementée pour l'approvisionnement auprès de sources moins chères et de sources plus chères.

Dans les marchés restructurés, où les producteurs sont en concurrence, les prix sont déterminés par le marché. Acheteurs et vendeurs peuvent être amenés de différentes façons à fixer un prix. Ce peut être, par exemple, par la négociation d'une entente bilatérale entre un producteur et un acheteur. Ou encore, ce peut être par la mise sur pied d'un groupement d'intervenants du secteur de l'électricité au sein duquel un nombre important d'acheteurs et de fournisseurs s'entendent pour fixer le prix du marché.

La solution du regroupement des intervenants du secteur de l'électricité, telle qu'adoptée en Alberta et envisagée par l'Ontario, utilise la tarification au coût marginal. Le prix établi par le groupement est fixé en fonction du coût de la dernière unité d'approvisionnement utilisée pour répondre à la demande du marché.

Un autre aspect important en ce qui concerne la tarification au coût marginal est que tous les producteurs reçoivent le même prix même si leurs coûts sont inférieurs et même si l'offre d'approvisionnement qu'ils ont présentée au groupement était à un prix nettement inférieur. Cela veut dire que, toutes autres choses étant égales par ailleurs, quand les coûts marginaux sont plus élevés que les coûts moyens, le prix du marché sera plus élevé dans un marché restructuré.

Si les prix reflètent en général les coûts marginaux, ils fluctueront en fonction du coût marginal de production; autrement dit, les prix au comptant seront très volatiles. Néanmoins, les prix n'ont pas à être toujours alignés sur les coûts marginaux. Si la réglementation le permet, les acheteurs et les vendeurs peuvent négocier des ententes bilatérales fixant le volume, le prix et la période visée. Selon la situation du marché, les prix pourraient être inférieurs au coût marginal. Un marché à terme bien élaboré, où des contrats uniformisés visant la livraison future d'électricité sont négociés suivant des règlements établis, aurait également une fonction de gestion du risque lié aux prix similaire.

Dans la plupart des régions, on a opté pour la restructuration en anticipant que les prix de l'électricité allaient baisser avec le temps ou, à tout le moins, qu'ils ne monteraient pas autant que dans un marché réglementé. Ces pronostics s'appuyaient sur les effets de la technologie, qui devait permettre de réduire les coûts de production, et de la concurrence, qui devait accroître l'efficacité.

Tarification au compteur horaire

Comme il a été souligné plus haut, une caractéristique des marchés de gros concurrentiels est que, sous l'effet de la situation du marché et des forces en concurrence, les prix peuvent connaître d'importantes fluctuations. En outre, comme l'électricité ne peut pas être stockée facilement, son prix peut fluctuer considérablement selon les heures. Les consommateurs peuvent tirer parti de ces fluctuations en modifiant leurs habitudes de consommation. Par exemple, les consommateurs industriels peuvent replanifier la production de façon à tirer parti des périodes creuses. Théoriquement, les consommateurs résidentiels pourraient aussi replanifier leurs activités en évitant, par exemple, les périodes de pointe du matin et du soir. Dans le marché réglementé traditionnel, les services publics ont recours à la persuasion pour arriver à cette fin, étant donné qu'il n'y a habituellement pas d'incitation financière. Un certain nombre d'observateurs ont souligné qu'il serait nécessaire d'avoir une signalisation des prix en temps réel (c.-à-d., prix plus élevés aux périodes de pointe) pour inciter les consommateurs à réduire leur consommation.

3.5 Avantages et inconvénients de la restructuration

Le passage du régime axé sur le coût du service à un régime basé sur la concurrence découlant de la restructuration comporte un certain nombre d'avantages et d'inconvénients.

Avantages :

- concurrence accrue, choix plus grand pour les clients, possibilité que le service soit amélioré;
- possibilité que les coûts soient moindres, si le jeu de la concurrence conduit à une plus grande efficacité;
- tarification au coût marginal rendant mieux compte de la situation du marché et donnant de meilleurs signaux de prix aux intervenants du marché;
- commerce favorisant la convergence des prix entre les régions : les prix pourraient baisser dans les régions où ils sont élevés.

Inconvénients :

- prix incertains en raison de la variabilité de la situation du marché;
- possibilité de pressions à la hausse des prix par suite d'une hausse des coûts d'un certain nombre d'intervenants du marché (p.ex., coûts d'investissement plus élevés parce que les risques sont plus importants);
- risques plus importants causant une incertitude en ce qui a trait à tout nouvel investissement par rapport à un marché où le coût du service est réglementé;
- tarification au coût marginal entraînant une plus grande volatilité et la possibilité que les prix grimpent;
- commerce favorisant la convergence des prix entre les régions : les prix pourraient monter dans les régions où ils sont bas.

3.6 Résumé

Le Canada et les États-Unis ont restructuré leur secteur de l'électricité durant la plus grande partie des années 1990. Au Canada, chaque province a étudié la possibilité d'effectuer une restructuration et décidé d'apporter des changements à son marché dans la mesure qui était appropriée à sa situation propre. Ces changements sont exposés en détail dans le chapitre suivant.

ANALYSES PROVINCIALES

Ce chapitre présente une évaluation, par province, de la situation du marché du point de vue de la demande, de la production, du transport et du commerce d'électricité, de la structure et de la réglementation du marché, et de la tarification.

4.1 Colombie-Britannique

La province de Colombie-Britannique dépend principalement de l'hydroélectricité pour sa production d'électricité. Au cours des dernières années, le faible coût de la production hydraulique a permis aux producteurs de la province, principalement British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro), d'être concurrentiels sur les marchés d'exportation et de maintenir les tarifs d'électricité à des niveaux constants pour l'ensemble des consommateurs.

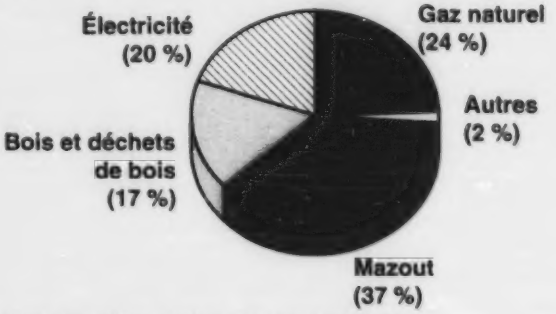
4.1.1 Demande

En Colombie-Britannique, la demande d'électricité représente 20 % de l'énergie consommée par les consommateurs finals (figure 4.1.1). Environ la moitié de l'électricité est consommée par le secteur industriel, soit principalement par les cinq industries suivantes : pâtes et papiers; produits chimiques pour fabriquer la pâte; extraction des métaux; extraction du charbon; transformation du bois. La demande dans le secteur résidentiel représente 28 % de la demande globale, le reste correspondant au secteur commercial (figure 4.1.2).

Contrairement à la plupart des autres provinces, dans les années 1990, c'est dans le secteur résidentiel que la demande s'est accrue le plus rapidement; cette croissance est attribuable principalement à un accroissement de la population. Pendant la plus grande partie de cette période, par suite de l'incidence du ralentissement économique en Asie sur les industries primaires, la croissance de la demande du secteur industriel a été moins forte que la croissance de la demande globale; elle s'est toutefois ressaisie en 1998 et en 1999.

FIGURE 4.1.1

Demande finale d'énergie par combustible, Colombie-Britannique, 1998



Autres : GPL, éthane, charbon, coke, gaz de cokéfaction
Source : ONÉ, Statistique Canada

Dans les années 1990, la demande globale d'électricité a augmenté de

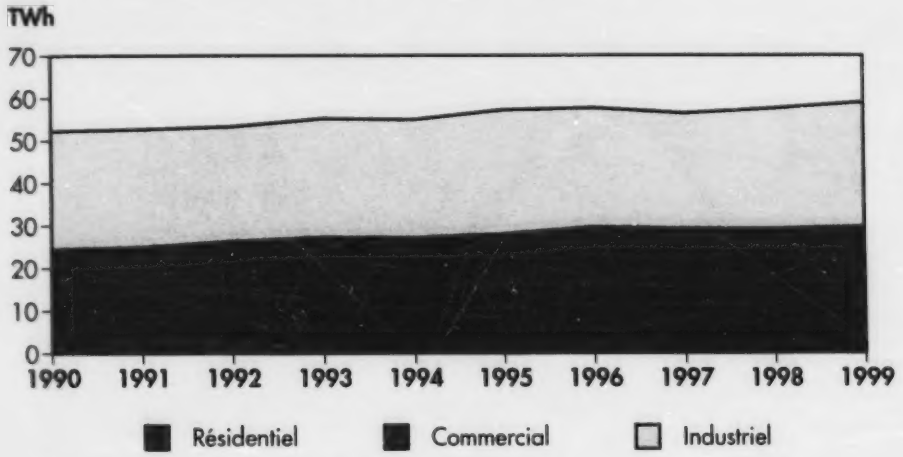
1,3 % annuellement. C'est dans le sud de l'île de Vancouver, dans le *Lower Mainland* et dans la vallée de l'Okanagan que la croissance a été la plus forte.

4.1.2 Production d'électricité

En 1999, la Colombie-Britannique a tiré 90 % de son électricité de ses centrales hydroélectriques et le reste de centrales alimentées en bois, en déchets de bois et en gaz naturel (figure 4.1.3). Comme il y a peu de nouveaux projets hydroélectriques de grande envergure sur la table, la croissance supplémentaire de la capacité de production devrait être alimentée par le gaz naturel. Sur l'île de Vancouver, dans le cadre du projet insulaire de cogénération, une centrale à cycle combiné, construite

FIGURE 4.1.2

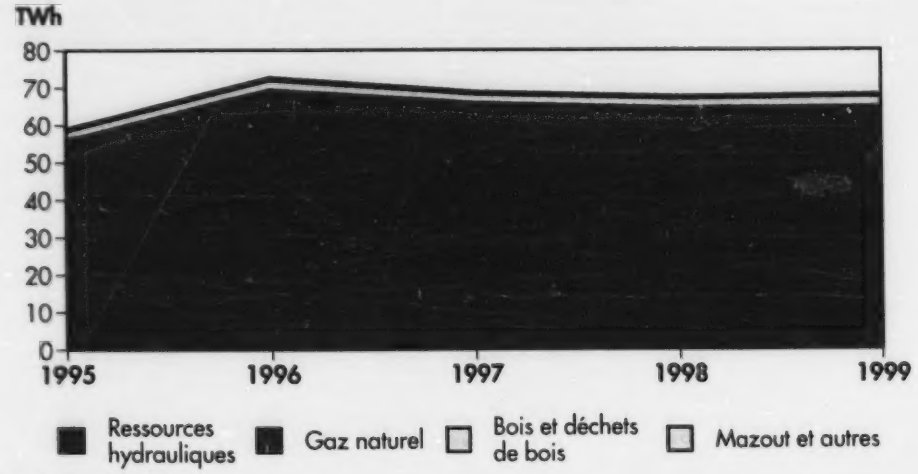
Demande d'électricité par secteur, Colombie-Britannique



Source : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 4.1.3

Production d'électricité par combustible, Colombie-Britannique



Source : Statistique Canada

près de Campbell River, devrait entrer en exploitation cette année. Près de Port Alberni, la construction d'une autre centrale devrait être terminée en 2003. Ces deux centrales ont une capacité d'environ 240 MW chacune. En outre, BC Hydro a entrepris de moderniser sa centrale de Burrard Inlet (capacité actuelle de 950 MW) pour réduire les émissions.

Plusieurs propositions ont été faites pour construire des centrales de cogénération à d'autres endroits. Bien qu'en général, il s'agisse surtout de centrales alimentées au gaz naturel, les promoteurs envisagent d'autres possibilités, notamment la construction de centrales au fil de l'eau, d'autres petites centrales hydroélectriques (moins de 10 MW) et des installations éoliennes. Si l'on inclut les projets éoliens et les projets alimentés par les déchets de bois, au cours des prochaines années, les solutions « vertes » pourraient constituer de 10 % à 20 % de la production additionnelle de la Colombie-Britannique.

Le développement de projets de production utilisant le gaz naturel dépendra de l'écart entre les prix de l'électricité et ceux du gaz naturel; en d'autres mots, il faudra que le prix de l'électricité soit suffisamment élevé pour couvrir le coût d'achat du gaz et les autres frais d'exploitation. Des installations plus efficientes, telles que les centrales à cycle combiné, peuvent s'avérer économiques même si l'écart de prix est moindre. L'accès au marché d'exportation où les prix de l'électricité sont généralement plus élevés pourrait améliorer le tableau financier de tels projets.

La Colombie-Britannique dispose d'une autre source d'approvisionnement en raison du « rendement » des avantages en aval découlant du Traité du fleuve Columbia. Aux termes de ce traité, en vigueur depuis 1968, des barrages ont été construits en Colombie-Britannique pour lutter contre les crues et pour produire davantage d'électricité à partir des eaux du fleuve Columbia sur le côté américain de la frontière. En retour, la moitié de l'électricité supplémentaire produite par ces barrages appartient à la Colombie-Britannique. Le Canada a vendu aux États-Unis ses droits sur ce supplément d'électricité pour les trente années suivant la signature du Traité. En 1998, la Colombie-Britannique a commencé à toucher sa part des avantages en aval sous la forme d'électricité, qu'elle utilise pour satisfaire à la demande intérieure de la province ou qu'elle vend sur le marché américain. Powerex, filiale de BC Hydro chargée de gérer les activités d'exportation et les transactions commerciales, vend cette électricité pour le compte du gouvernement de la province.

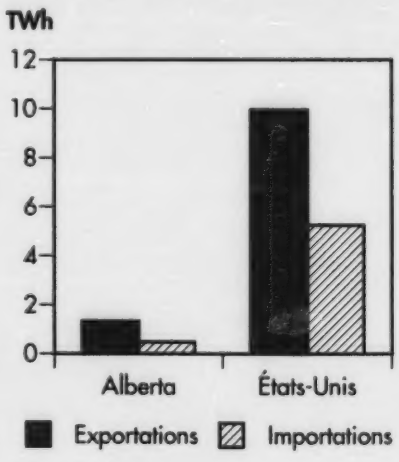
4.1.3 Commerce

Ces dernières années, les exportations nettes à destination de l'Alberta et des États-Unis ont totalisé de 8 % à 12 % de la production (figure 4.1.4). Les exportations sont tributaires de la situation du marché dans le pays destinataire et des conditions hydrauliques en Colombie-Britannique; en d'autres mots, les exportations ont tendance à être plus importantes les années où les réserves d'eau sont plus abondantes.

Les ressources hydrauliques de la Colombie-Britannique lui procurent un avantage commercial. L'augmentation de la production des centrales hydroélectriques étant relativement peu coûteuse, ces centrales peuvent satisfaire la demande de pointe à meilleur coût que les centrales thermiques comme les centrales au charbon ou au gaz naturel de l'Alberta. Au

FIGURE 4.1.4

Commerce d'électricité, Colombie-Britannique, 2000



Source : Statistique Canada

cours d'un cycle quotidien, la Colombie-Britannique peut exporter de l'électricité en Alberta durant les heures de pointe. C'est le cas, par exemple, de la période allant de la fin de l'après midi au début de la soirée, et les centrales albertaines peuvent à leur tour fournir de l'électricité à la Colombie-Britannique plus tard dans la nuit, en dehors de la période de pointe. En période de pointe, les prix sont habituellement plus élevés; cependant, cette formule évite à l'Alberta de construire des centrales pour faire face à la demande de pointe.

Le faible coût des ressources hydrauliques de la Colombie-Britannique lui procure également un avantage commercial aux États-Unis. Bien souvent, les prix de l'électricité à l'exportation sont tributaires du coût de la production alimentée par le gaz naturel dans la région nord-ouest de la côte du Pacifique des États-Unis et en Californie. Les hausses récentes des prix du gaz naturel ont accru l'intérêt d'exporter de l'électricité sur ce marché. En 2000, les revenus d'exportation ont augmenté, pour atteindre 2 milliards de dollars, soit quatre fois plus qu'en 1999, même si la quantité exportée avait légèrement baissé.

FIGURE 4.1.5

Interconnexion des réseaux de transport d'énergie, Colombie-Britannique, Alberta et États-Unis

Pour permettre le commerce, la Colombie-Britannique est reliée aux États-Unis et à l'Alberta par des lignes de transport d'énergie (figure 4.1.5). La capacité nominale des lignes en direction des États-Unis est de 3 000 MW (dans chaque sens); toutefois, elle s'établit souvent entre 1 100 MW et 2 000 MW en raison de la situation dans la région desservie par Seattle Light and Power. Compte tenu des variations saisonnières et grâce au stockage de l'énergie, le commerce de l'électricité se fait dans les deux sens. Néanmoins, les années où les réserves hydrauliques sont adéquates, la Colombie-Britannique tend à être un exportateur net.

La capacité nominale des lignes de l'Alberta en direction de la Colombie-Britannique est de 1 000 MW et elle est de 1 200 MW dans l'autre sens, quoiqu'en raison des limites du réseau, l'utilisation en soit restreinte. Les acheminements d'électricité de la Colombie-Britannique à destination de l'Alberta sont limités à 800 MW; dans l'autre sens, ils sont limités à entre 100 MW et 200 MW, aux heures de pointe, et à 600 MW, en dehors des heures de pointe. Les échanges se font dans les deux sens grâce au stockage d'énergie et à la capacité de transit d'énergie entre l'Alberta et les États-Unis via le réseau de BC Hydro.

Il n'y a pas actuellement de projets d'expansion de ces diverses lignes.

4.1.4 *Structure du marché et réglementation*

BC Hydro, société d'État provinciale, est le plus important producteur d'électricité de la province, fournissant plus de 90 % de l'électricité produite. De plus, BC Hydro possède et exploite la plupart des réseaux de transport et des réseaux de distribution de la Colombie-Britannique. La ville de New Westminster est le seul distributeur municipal dans la région desservie par BC Hydro.

West Kootenay Power (WKP), filiale en propriété exclusive de Utilicorp United Inc., exploite des installations de production et de transport et des services de distribution dans la région de Trail et de Nelson, ainsi que dans la vallée de l'Okanagan. Il y a huit distributeurs municipaux dans la région desservie par WKP.

BC Hydro et WKP sont régies par la B.C. Utilities Commission (BCUC). Les producteurs d'électricité indépendants, tels que Cominco, et un certain nombre de services publics municipaux ne sont pas assujettis à la réglementation de la BCUC, sauf s'ils vendent de l'électricité au détail en dehors de la région qu'ils desservent.

Activités de restructuration

Actuellement, les réseaux de transport d'énergie de BC Hydro et de WKP sont d'accès ouvert. En conséquence, les producteurs indépendants de la Colombie-Britannique peuvent acheminer l'électricité vers les marchés d'exportation ou vers les services publics municipaux de la province. De plus, les entreprises de l'extérieur de la province (p. ex., de l'Alberta ou des États-Unis) peuvent acheminer l'énergie vers les marchés d'exportation en traversant la Colombie-Britannique ou vers les distributeurs des municipalités de la Colombie-Britannique. En 1999, WKP a ouvert l'accès au marché de détail pour des clients à demande élevée dans la région que la société dessert.

Pour améliorer l'accès au marché américain, en plus de se donner d'autres avantages, BC Hydro et WKP ont manifesté un intérêt à faire partie de la RTO West, l'organisation de transport régionale d'énergie dont la création a été proposée par les entités concernées du nord-ouest de la côte du Pacifique à la suite de l'ordonnance 2000 de la FERC. BC Hydro et WKP envisagent de former un organisme indépendant, Independent Grid Operator (IGO), chargé de l'exploitation du réseau de transport d'énergie de la province. Selon la proposition de BC Hydro et WKP, celles-ci demeureraient propriétaires de leur propre réseau de transport d'énergie, mais le nouvel organisme en assurerait la gestion de façon à favoriser un accès non discriminatoire pour toutes les parties intéressées. Le nouvel organisme ferait partie de la RTO West.

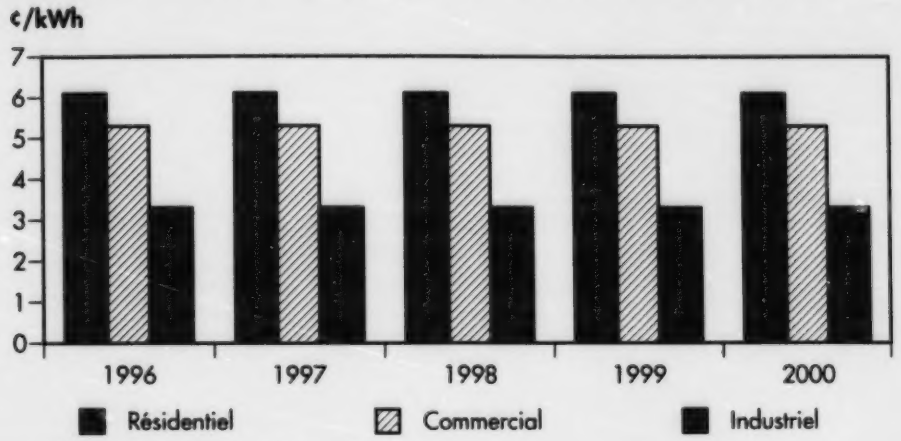
4.1.5 Prix de l'électricité

Dans la région desservie par BC Hydro, les tarifs imposés aux consommateurs de tous les secteurs ont été gelés en 1993 (figure 4.1.6). En 2000, les tarifs d'électricité de la Colombie-Britannique étaient parmi les plus faibles en Amérique du Nord. En février 2000, le gel des tarifs a été prolongé jusqu'en septembre 2001. Les recettes tirées par BC Hydro des ventes à l'exportation servent à réduire ses besoins en recettes, ce qui réduit le montant devant être recouvré auprès des consommateurs de la province. Les consommateurs de la province résidant en dehors de la région desservie par BC Hydro bénéficient également des avantages de cette tarification stable, notamment du fait qu'une capacité de 200 MW est mise à la disposition de WKP (en vertu des dispositions tarifaires 3808 de BC Hydro).

Les taux établis après que le premier gel soit entré en vigueur, tels que la tarification en temps réel pour la clientèle industrielle, ne sont pas visés par le gel. C'est le cas également de la tarification visant à réguler les prix pour réduire la consommation, qui permet à BC Hydro de réduire le service à un client local pour pouvoir vendre plus d'électricité sur les marchés d'exportation. Après déduction des coûts, le supplément de recettes venant des ventes à l'exportation est partagé également avec le client.

FIGURE 4.1.6

Tarifs d'électricité en Colombie-Britannique, zone de desserte de BC Hydro



Source : BC Hydro, rapport annuel 2000

4.1.6 *Résumé*

Grâce au faible coût de ses ressources hydrauliques, les prix de l'électricité de la Colombie-Britannique sont parmi les prix les plus bas en Amérique du Nord. La province a un avantage concurrentiel dans le commerce de l'électricité avec la région nord-ouest de la côte du Pacifique des États-Unis et avec la Californie. Le supplément de revenu tiré des ventes à l'exportation peut servir pour maintenir les prix intérieurs à un niveau plus bas que ce ne serait le cas autrement. L'accès au réseau de transport d'énergie de la Colombie-Britannique est ouvert pour les marchés de gros. Par contre, en dehors de la région desservie par WKP, il n'y a pas de plans immédiats visant à autoriser l'accès au marché de détail.

4.2 *Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut*

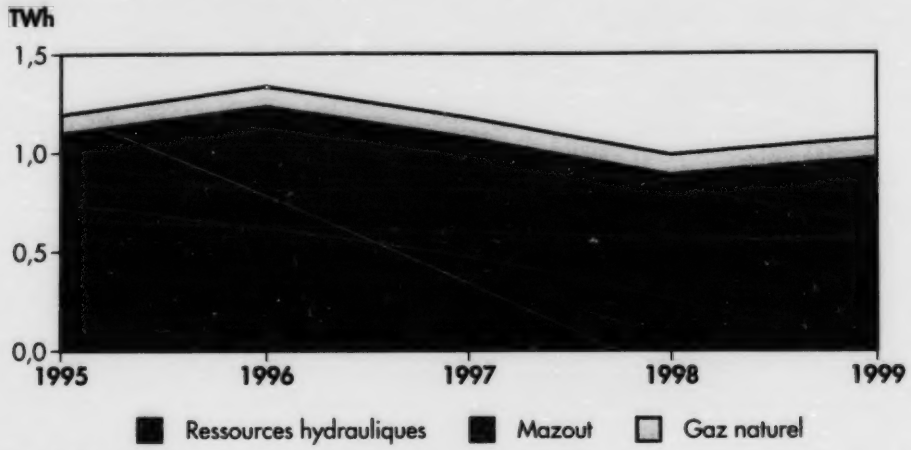
Contrairement aux autres régions du Canada, la vaste superficie et la faible population du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut (les territoires) ont empêché le développement d'un réseau électrique intégré.

Les régions du Nord canadien sont alimentées en électricité non par un système centralisé, mais par une multitude de petites centrales hydroélectriques, turbines alimentées au mazout et centrales à combustion interne desservant les collectivités et sites industriels du Nord. Le mazout et le gaz naturel comptent pour presque la moitié de la production d'électricité dans les territoires (figure 4.2.1). Le coût élevé de la livraison du combustible à ces collectivités rend attrayantes des sources d'électricité de remplacement comme l'énergie éolienne, mais avant que leur usage soit répandu, les enjeux de la fiabilité et du coût devront être examinés.

Au Yukon, la construction de nouvelles installations et les révisions tarifaires sont réglementées par la Régie des entreprises de services publics du Yukon. Dans les Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.), la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest et Northland Utilities Enterprises Limited relèvent de la compétence de La Régie des entreprises de service public des T.N-O. Il n'y a pas de services

FIGURE 4.2.1

Production d'électricité par combustible, territoires



Source : Statistique Canada

publics appartenant à des municipalités dans les T.N.-O. Le 1er avril 2001, les actifs de la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest situés au Nunavut ont été cédés à la Société d'énergie du Nunavut nouvellement créée. Il est prévu que cette dernière relèvera de la compétence de la Régie des entreprises de service public du Nunavut, mais le rôle de cet organisme est actuellement à l'étude.

4.3 Alberta

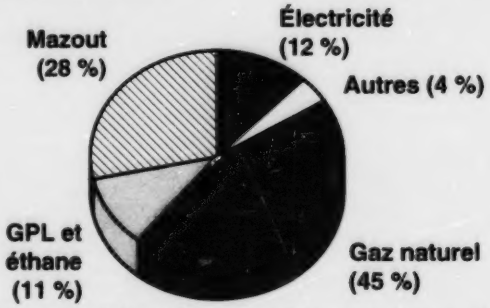
Depuis cinq ans, l'industrie de l'électricité de l'Alberta est en transition, passant d'une structure de service public réglementé à une structure qui permet l'accès au niveau du gros et du détail. Autrement dit, il existe une concurrence dans la production et la commercialisation de l'électricité et les consommateurs peuvent choisir entre différents fournisseurs de services énergétiques. L'Alberta est la province la plus avancée sur la voie de la restructuration de l'industrie de l'électricité.

4.3.1 *Demande*

L'électricité représente environ 12 % de l'énergie utilisée par les consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels (figure 4.3.1). Cette part est faible en comparaison des autres provinces en raison de l'usage répandu du gaz naturel pour le chauffage des locaux et de l'eau ainsi que dans les applications industrielles, notamment dans les industries du pétrole, du gaz et d'autres ressources.

FIGURE 4.3.1

Demande finale d'énergie par combustible, Alberta, 1998



Autres : bois et déchets de bois, vapeur, charbon, coke et gaz de cokéfaction
Source : ONÉ, Statistique Canada

La demande d'électricité a augmenté en moyenne de 3,6 % par année durant les années 1990, grâce à la forte croissance économique de 3,0 % par année et à la progression démographique soutenue. Le secteur commercial et le secteur industriel ont enregistré les progressions les plus notables au cours des années récentes (figure 4.3.2).

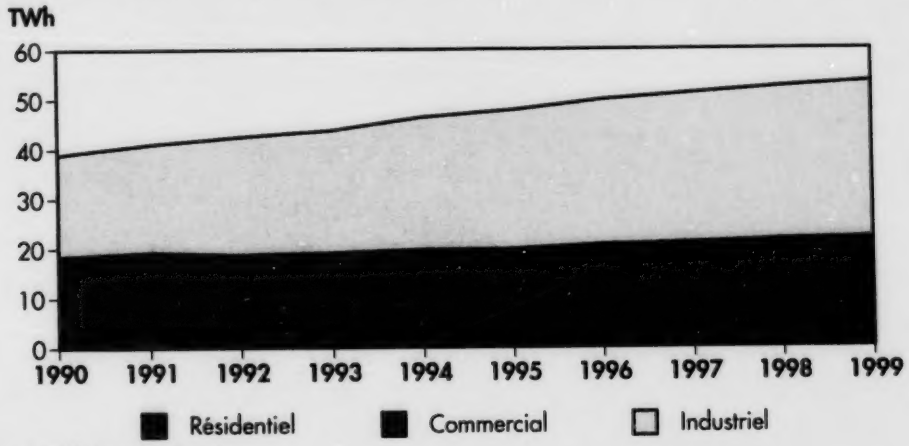
4.3.2 *Production d'électricité*

En 1999, l'Alberta a produit 79 % de son électricité à partir du charbon, 15 % à partir du gaz naturel et le reste provenait de l'hydroélectricité et d'autres sources (figure 4.3.3).

Ces dernières années, la croissance de la capacité de production n'a pas suivi le rythme de la demande, ce qui a amené la province à recourir davantage aux importations. La production intérieure comble

FIGURE 4.3.2

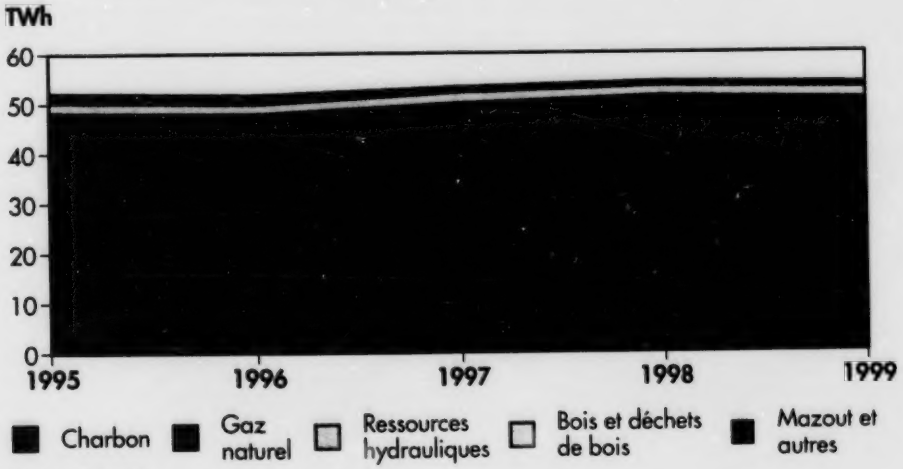
Demande d'électricité par secteur, Alberta



Source : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 4.3.3

Production d'électricité par combustible, Alberta



Source : Statistique Canada

néanmoins environ 95 % des besoins de la province. Pour offrir la capacité de production additionnelle requise à court terme, des promoteurs ont annoncé des ajouts de 2 300 MW, entre 2001 et 2003, à la capacité actuelle d'environ 8 300 MW (au début de 2001). Les ajouts totaux proposés pour la période 2001-2005 sont d'environ 4 500 MW. Ces annonces comprennent plusieurs centrales de cogénération alimentées au gaz, trois grandes centrales au charbon et un certain nombre de projets d'énergie éolienne[1].

Des projets d'établissement de centrales dans le sud, dans les environs de Calgary, profiteront de mesures incitatives liées à l'emplacement, en vertu desquelles les centrales bénéficieront de réductions sur les coûts de transport lorsqu'elles seront en activité. Ces mesures encouragent les promoteurs de centrales électriques à construire les installations plus près des centres de consommation, ce qui réduit les besoins d'infrastructures de transport.

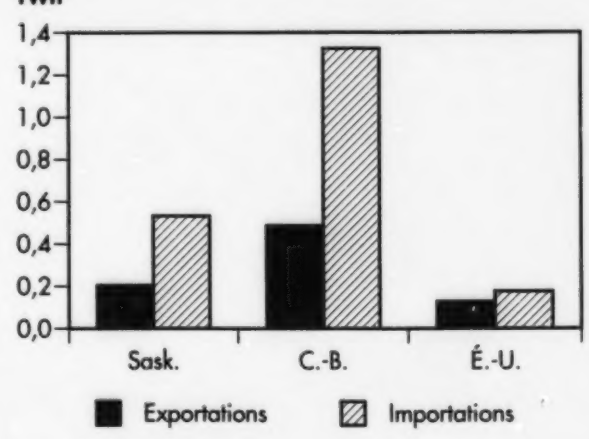
4.3.3 *Commerce*

L'Alberta est devenue un importateur net d'électricité, ses sources principales étant la Colombie-Britannique et la Saskatchewan (figure 4.3.4). La différence entre les systèmes de production de l'Alberta et de la Colombie-Britannique est un facteur qui favorise les échanges d'électricité. Le système albertain comprend surtout des installations thermiques alimentées aux combustibles fossiles, tandis que le système de la Colombie-Britannique est principalement hydroélectrique. Parce qu'il est relativement peu coûteux d'augmenter la production des installations hydroélectriques, la Colombie-Britannique jouit d'un avantage au moment de combler la demande de pointe. Dans un cycle quotidien, la Colombie-Britannique peut exporter de l'électricité vers l'Alberta durant la période de pointe, par exemple de la fin de l'après-midi au début de la soirée, et les services publics de l'Alberta peuvent retourner de l'électricité en Colombie-Britannique en période hors pointe, par exemple plus tard en soirée. Certes, les prix en période de pointe sont généralement plus élevés, mais cet échange réduit les besoins de l'Alberta en installations à charge de pointe.

La connexion interprovinciale a une capacité nominale de 1 000 MW pour les exportations vers la Colombie-Britannique et de 1 200 MW pour les importations en provenance de cette dernière, mais du point de vue opérationnel, cette capacité est réduite en raison de contraintes des systèmes. Les transferts de la Colombie-Britannique vers l'Alberta sont limités à 800 MW, tandis que les transferts en sens inverse sont limités à 100-200 MW en période de pointe et à 600 MW en période hors pointe. Ces limites sont attribuables aux contraintes que pose le transport d'électricité de la région d'Edmonton, où est produite la plus grande partie de l'énergie albertaine, à la région de Calgary, d'où part la connexion vers la Colombie-Britannique.

FIGURE 4.3.4

Commerce d'électricité, Alberta, 2000



Source : ONÉ, Statistique Canada

1 Source: annonces publiques, Alberta Department of Resource Development.

La connexion avec la Saskatchewan a une capacité de 150 MW et est utilisée à des fins de sécurité et, au gré des disponibilités, pour l'échange d'énergie d'économie. Aucun plan définitif n'est établi, mais une expansion de ce lien, pour atteindre 300 à 450 MW, est envisagée.

Tandis que l'Alberta a des liens de transport avec la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, elle n'a de raccordement direct avec aucun réseau de transport des États-Unis. Les exportations vers les États-Unis se font principalement par transit sur le réseau de BC Hydro, qui a d'importantes interconnexions avec les services publics américains de la région nord-ouest de la côte du Pacifique et de la Californie.

Pour faciliter l'accès de l'Alberta aux marchés américains, les exportateurs intéressés à des transferts envisagent de se joindre à une OTR. L'une des possibilités envisagées est RTO West, formée de sociétés de transport de la région nord-ouest de la côte du Pacifique, ainsi que de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Les conditions de la participation à une OTR seraient élaborées par l'Administrateur au transport, le Power Pool of Alberta et le gouvernement albertain, en consultation avec les parties intéressées.

4.3.4 *Structure du marché et réglementation*

Avant que l'Alberta amorce son programme de restructuration, l'électricité de la province était produite pour l'essentiel par trois grands services publics : Edmonton Power, maintenant EPCOR (région d'Edmonton principalement); TransAlta Utilities (Calgary et sud de l'Alberta); et ATCO Electric (régions rurales et nord de l'Alberta principalement). Ces entreprises exerçaient aussi des activités de transport et, dans une certaine mesure, de distribution. Un certain nombre de municipalités et de coopératives rurales se chargeaient d'activités de distribution. Par ailleurs, la ville de Medicine Hat assurait sa propre production d'électricité.

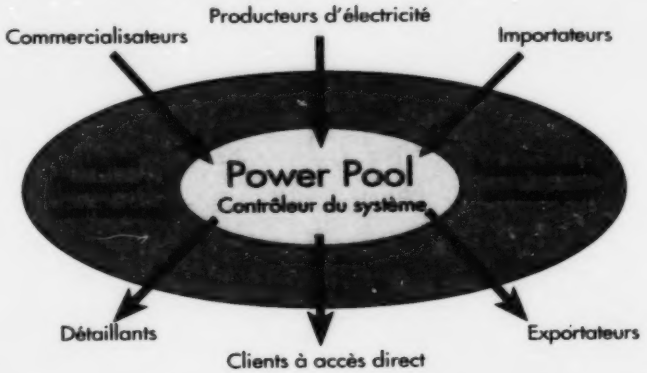
Des producteurs d'électricité indépendants, exploitant en général des installations de cogénération, fournissaient de l'électricité au réseau, mais pas directement au marché de détail. L'électricité était vendue aux principaux producteurs à des tarifs reflétant les coûts qu'aurait dû assumer le producteur lui-même pour produire cette électricité (ses « coûts évités »). Le prix de détail de l'électricité était déterminé selon le critère du coût du service pour la production, le transport et la distribution. L'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) approuvait les coûts pour l'essentiel de la production et du transport, et pour une partie de la distribution. Dans les villes ayant des sociétés de distribution locales (p. ex. Edmonton, Calgary, Red Deer et Medicine Hat), les coûts de distribution étaient approuvés par la municipalité.

Le marché restructuré de l'Alberta

L'Alberta a entrepris la restructuration de son marché de l'électricité en 1996 (figure 4.3.5). La loi habilitante était l'*Electric Utilities Act* (EUA) de 1995, modifiée par la suite en 1998. Les éléments essentiels sont les suivants :

FIGURE 4.3.5

Marché restructuré de l'Alberta



- Création du Power Pool of Alberta. Depuis le 1er janvier 1996, les prix sont déterminés par l'offre et la demande. Le prix du marché est établi en fonction du coût marginal, c'est-à-dire que la dernière source d'approvisionnement offerte dans le Power Pool qui est nécessaire pour répondre à la demande du marché détermine le prix. Le Power Pool établit un prix de gros concurrentiel sur une base horaire.
- Désignation d'un Administrateur indépendant au transport. L'Administrateur exploite le système de transport dans le but d'offrir le libre-accès. La désignation a été faite en vertu d'un processus d'appel d'offres gagné par ESBI Alberta Limited.
- Concurrence accrue dans la production d'électricité. Pour y arriver, deux ventes aux enchères d'électricité ont été réalisées en 2000. En août, les droits de vente de l'électricité des centrales qui existaient avant 1996, en vertu de modalités appelées ententes d'achat d'électricité (EAÉ), ont été octroyés aux soumissionnaires les plus offrants. Les durées de ces ententes vont de trois à vingt ans, selon la durée de vie prévue de la centrale. Les centrales continueront d'être exploitées comme des services publics réglementés, en fonction du coût du service. En décembre, l'électricité non vendue lors des enchères d'août a été offerte aux enchères pour de courtes durées, de un à trois ans, en blocs aussi petits que deux mégawatts. Ces ventes aux enchères ont procuré à la province quelque 2,0 milliards de dollars, qui représentent les profits dits « liés au dessaisissement » par suite du programme de restructuration de l'Alberta. On s'attend à ce que la plupart, sinon la totalité, de ces profits soient remis aux consommateurs pour aider à compenser l'impact des prix plus élevés de l'électricité.
- L'accès au détail a été introduit le 1er janvier 2001. Il permet aux commercialisateurs indépendants de vendre de l'électricité dans les anciennes zones de desserte des services publics préexistants, et à ces derniers de livrer concurrence dans d'autres zones de desserte (p. ex. ENMAX, le service public de Calgary, peut vendre à Edmonton et EPCOR, le service public d'Edmonton, peut faire de même à Calgary).

4.3.5 *Prix de l'électricité*

Le prix de l'électricité payé par les consommateurs de l'Alberta est constitué des éléments suivants :

- un prix de gros déterminé dans le Power Pool;
- des coûts de transport;
- des coûts de distribution;
- des frais de facturation mensuels fixes.

De la fin de 1999 jusqu'au début de 2001, les prix de gros ont monté considérablement sous l'effet de l'équilibre serré entre l'offre et la demande, des coûts plus élevés du gaz naturel et de la hausse des prix de l'électricité importée. Les prix plus élevés des importations étaient dus en partie à la pénurie d'électricité en Californie, qui s'est aggravée en 2000 pour aboutir à des interruptions rotatives de courant au début de 2001. La hausse des prix de l'électricité de la Colombie-Britannique attribuable à la forte demande en provenance de la Californie s'est répercutée sur les prix demandés aux importateurs albertains.

Pour atténuer la volatilité des prix dans le Power Pool, un certain nombre de mesures ont été prises, par exemple l'atténuation de l'impact des importations sur la fixation du prix du Power Pool (à compter de décembre 2000) et l'établissement d'un marché à terme (le WATT Exchange) permettant aux acheteurs et aux vendeurs de gérer le risque de prix en signant des contrats d'une

durée plus longue que celle permise dans le Power Pool (une journée). En outre, des instruments à négociation directe sont en train d'émerger pour la conclusion de contrats à terme à l'extérieur du Power Pool.

La hausse des prix de gros en 2000 aurait entraîné d'importantes augmentations des tarifs de détail pour les consommateurs résidentiels et les petites entreprises (figure 4.3.6). Or, les entreprises de distribution ne pouvaient répercuter sur les consommateurs l'impact complet des coûts accrus en vertu du programme de restructuration de l'Alberta. Ces coûts reportés seront prélevés à compter de 2002.

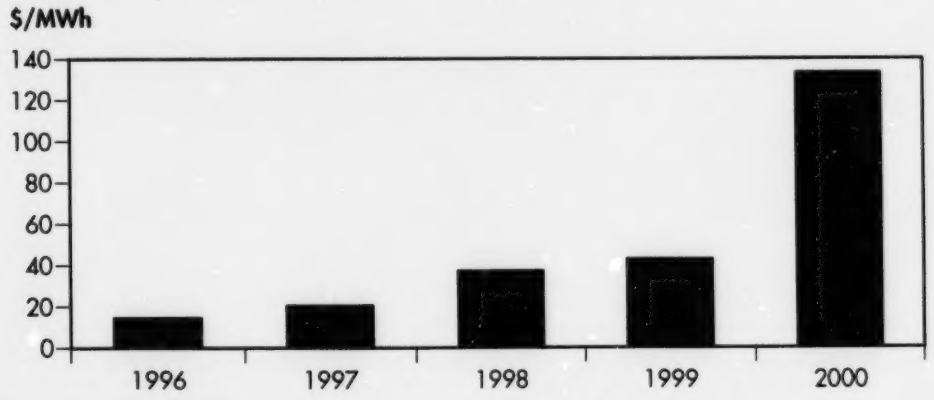
En 2001, les frais d'énergie pouvant être transférés aux petits consommateurs ont été plafonnés à 11 ¢ le kWh, comparativement à 6,4 ¢ le kWh dans la dernière partie de 2000. L'impact de cette augmentation sera largement compensé par une remise gouvernementale de 40 $ par mois à tous les clients résidentiels. Pour un abonné résidentiel du marché desservi par EPCOR consommant 500 kWh par mois, le coût par kWh en 2001 pourrait en fait être moins élevé, en moyenne, qu'en 2000 (figure 4.3.7). Dans le marché desservi par ENMAX (Calgary), le coût par kWh après remise sera environ le même que le tarif établi en septembre 2000 (la ville de Calgary avait alors approuvé une augmentation de 25 %).

Les grands clients commerciaux et industriels ont vu leurs factures d'électricité augmenter considérablement parce que leurs tarifs n'ont pas fait l'objet d'un plafonnement. Toutefois, les hausses de prix récentes sont partiellement compensées par des remises allant jusqu'à 7,6 ¢ le kWh.

L'accès au détail a fait naître un certain nombre de choix pour les consommateurs, y compris la tarification au compteur horaire, notamment pour les grands abonnés commerciaux et industriels. Des discussions avec les détaillants ont permis de conclure que ces abonnés, habituellement de grands clients industriels qui peuvent réduire leur consommation à l'heure de pointe et acheter de l'électricité en période creuse, seront les mieux placés pour profiter des tarifs au compteur horaire. En Alberta, les heures de pointe comprennent généralement l'heure du souper et le début de la soirée en été, et le début de l'après-midi et la soirée en hiver. La demande de pointe en hiver est supérieure à la demande de pointe en été. Pour le moment, en raison du coût des compteurs, il n'est pas pratique pour les clients résidentiels d'adopter la tarification au compteur horaire à grande échelle.

FIGURE 4.3.6

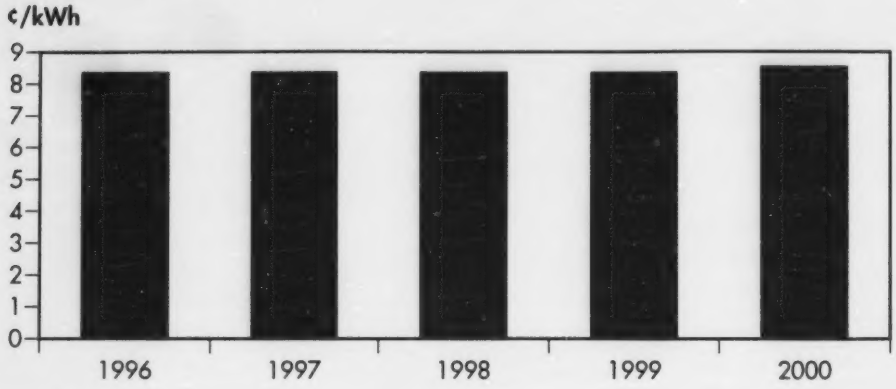
Prix du Power Pool of Alberta



Source : Power Pool of Alberta

FIGURE 4.3.7

Tarifs d'électricité résidentiels à Edmonton



Source : EPCOR

4.3.6 *Résumé*

L'Alberta a restructuré son marché de l'électricité sur une période de cinq ans et, le 1er janvier 2000, a accru la concurrence dans la production et élargi l'accès au détail. L'équilibre serré entre l'offre et la demande dans la province, aggravé dans une certaine mesure par la pénurie d'électricité et la montée des prix en Californie, ainsi que par les prix élevés du gaz naturel, a poussé les prix de gros à des sommets au cours des 18 derniers mois. La province utilise les produits de ses deux mises aux enchères de l'électricité pour atténuer l'impact sur les consommateurs finals. Les prix plus élevés de l'électricité semblent inciter le secteur privé à mettre en place une nouvelle capacité de production, et un marché à terme se développe pour aider les acheteurs et les vendeurs à se prémunir contre la volatilité des prix.

4.4 Saskatchewan

La Saskatchewan vient au deuxième rang au Canada pour la production de pétrole et au troisième rang pour la production de gaz naturel et de charbon. Ces ressources primaires fournissent également les combustibles nécessaires à la production d'électricité. La Saskatchewan Power Corporation (SaskPower), seul fournisseur d'électricité de la province, produit son énergie à un coût relativement élevé dans l'Ouest canadien, en raison de la faible densité de sa clientèle, des distances de transport jusqu'aux consommateurs finals et des ressources minimales de la province en hydroélectricité.

4.4.1 *Demande*

En 1998, la demande totale d'énergie en Saskatchewan a été de 348 PJ. Le gaz naturel et le mazout représentent les plus fortes proportions de la demande finale d'énergie avec 39 % chacun, et l'électricité suit avec 17 % (figure 4.4.1). Au cours des années 1990, la demande d'électricité a progressé en moyenne de 3 % par année. La plus forte croissance a été enregistrée dans le secteur industriel, principalement en raison de la consommation d'électricité du secteur pétrolier et gazier.

En 1999, le secteur industriel a représenté 51 % de la demande d'électricité, tandis que les secteurs résidentiel et commercial ont représenté respectivement 24 % et 25 %.

La progression plutôt modeste de la demande d'électricité dans les secteurs résidentiel et commercial durant les années 1990 (figure 4.4.2) peut être attribuée à la faible croissance de la population, qui n'a été que de 0,3 % par année.

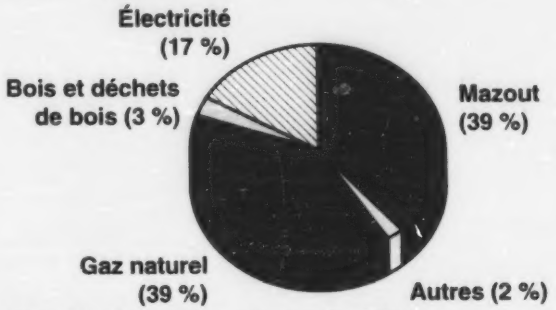
4.4.2 *Production d'électricité*

Environ les deux tiers de la production totale d'électricité de la Saskatchewan proviennent d'installations alimentées au charbon (figure 4.4.3). Les ressources disponibles en Saskatchewan pour des aménagements hydroélectriques sont limitées.

La production d'électricité à partir du gaz naturel est passée de 816 GWh en 1995 à 1 448 GWh en 1999, soit un taux de croissance annuel de 15,4 %. Au cours de cette période, la centrale Meridian Cogen a été ajoutée à Lloydminster, et la capacité de la centrale à charge de pointe Landis, alimentée au gaz naturel, a été portée de 60 MW à 80 MW. La centrale Queen Elizabeth sera réactivée vers le début ou le milieu de 2002, procurant un gain net d'environ 170 MW. Le projet de cogénération Cory, de 228 MW, devrait entrer en exploitation en novembre 2002. À l'exception des installations de cogénération, les installations au gaz naturel visent principalement à assurer l'alimentation en pointe. Compte tenu de cette activité accrue, SaskPower ne

FIGURE 4.4.1

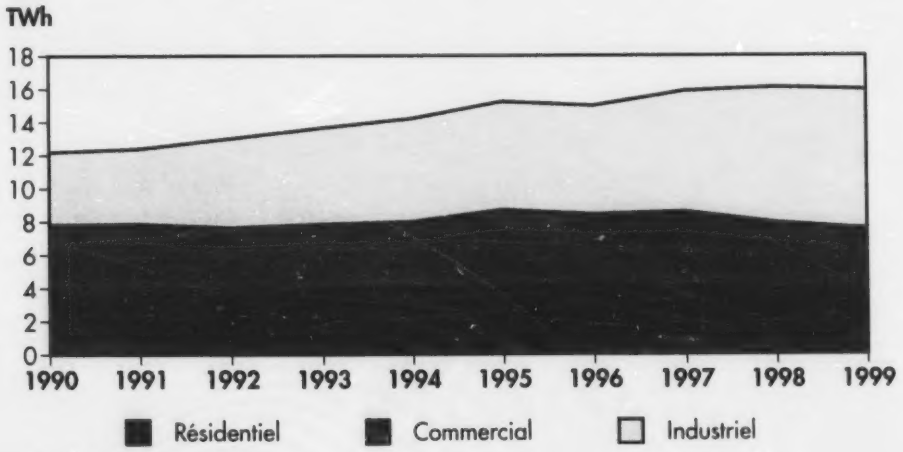
Demande finale d'énergie par combustible, Saskatchewan, 1998



Autres : GPL, éthane, charbon, coke et gaz de cokéfaction
Source : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 4.4.2

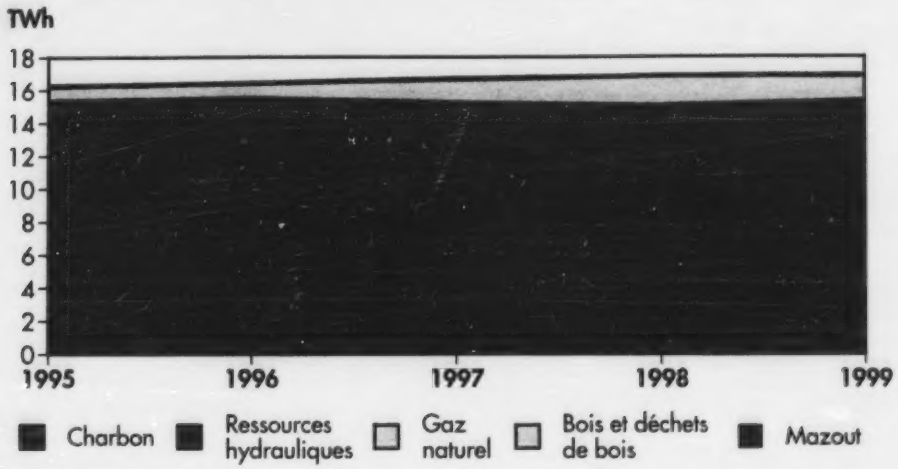
Demande d'électricité par secteur, Saskatchewan



Source : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 4.4.3

Production d'électricité par combustible, Saskatchewan



Source : Statistique Canada

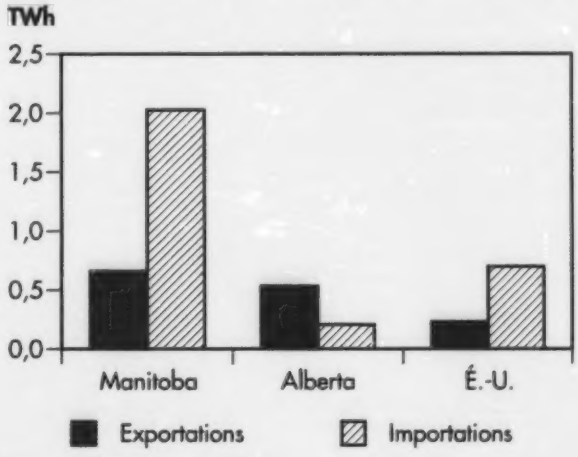
devrait pas avoir de difficulté à répondre à la demande de ses clients au cours des années à venir.

4.4.3 Commerce

Les besoins d'électricité en Saskatchewan sont également comblés par un échange d'électricité avec les provinces adjacentes de l'Alberta et du Manitoba, ainsi qu'avec l'État du Dakota du Nord. L'essentiel du commerce interprovincial s'effectue avec le Manitoba (figure 4.4.4).

FIGURE 4.4.4

Commerce d'électricité, Saskatchewan, 2000



Source : ONÉ, Statistique Canada

La Saskatchewan compte une ligne d'interconnexion à double circuit de 110 kV et trois lignes d'interconnexion de 230 kV avec le Manitoba, pour une capacité de transfert prévue de 500 MW. Pour les échanges avec l'Alberta, la Saskatchewan a une ligne d'interconnexion de 230 kV ayant une capacité d'échange prévue de 150 MW. Ces lignes ont été mises en place pour répondre aux objectifs suivants :

- renforcement des réseaux;
- partage des réserves;
- réponse aux situations d'urgence;
- échanges économiques d'électricité à court terme.

La Saskatchewan a une ligne d'interconnexion de 230 kV avec le Dakota du Nord. Les exportations d'électricité vers cet État ont varié de 122 GWh en 1990 à 229 GWh en 2000.

Hydro-Manitoba mise sur une production de source hydroélectrique tandis que la Saskatchewan, l'Alberta et le Dakota du Nord ont une production d'électricité d'origine thermique. La diversité de ces ressources, ainsi que la demande de pointe hivernale au Canada conjuguée à une demande de pointe estivale aux États-Unis, permettent un commerce d'électricité avantageux aussi bien pour la Saskatchewan que pour les services publics des territoires frontaliers.

4.4.4 *Structure du marché et réglementation*

SaskPower est un service public à intégration verticale qui est le seul fournisseur d'électricité en Saskatchewan.

Le 27 juillet 2000, la Saskatchewan a créé un comité consultatif ministériel, le Rate Review Panel, ayant pour mandat d'effectuer des analyses et d'énoncer des opinions sur l'équité et le bien-fondé de toute modification tarifaire que lui soumet le ministre responsable de SaskPower (Minister of Crown Investments Corporation) par l'intermédiaire du cabinet. Seules des révisions tarifaires visant les services monopolistiques sont soumises à ce comité. Auparavant, les propositions de hausse tarifaire étaient soumises à l'approbation d'un conseil d'administration désigné par le gouvernement et responsable de la gestion et de l'exploitation de la société d'État.

SaskPower établit actuellement un tarif de transport de libre-accès (Open Access Transmission Tariff - OATT), une initiative qui permettra à des tierces parties d'accéder aux installations de transport d'électricité de SaskPower. Les opérations envisagées comprennent :

- l'achat et la vente d'électricité pour l'exportation ou les besoins internes;
- l'achat d'électricité par des clients du marché de gros auprès d'autres sources que SaskPower. (Ce segment du marché est constitué des villes de Saskatoon et de Swift Current, qui peuvent opter pour acheter de l'électricité d'une tierce partie.)

En raison de son interconnexion avec d'autres services publics, SaskPower s'attendait à faire face à des pressions économiques et politiques accrues l'incitant à déréglementer l'industrie de l'électricité. SaskPower a restructuré certaines de ses activités internes en prévision d'une déréglementation. Toutefois, pour le moment, il n'existe aucun plan visant à aller plus avant dans la déréglementation de l'industrie, au-delà de l'instauration du OATT. SaskPower surveille de près l'évolution de l'industrie de l'électricité dans d'autres marchés.

4.4.5 *Prix de l'électricité*

En Saskatchewan, les prix de l'électricité sont globaux, c'est-à-dire qu'ils ne sont pas répartis selon les composantes transport, distribution et production. Dans le régime réglementé de la Saskatchewan, le prix global de l'énergie pour le secteur résidentiel était de 7,01 cents le kWh pendant la période de 1995 à 2000. Du 1er janvier 1996 au 31 mars 2000, les frais mensuels de base étaient de 9,87 $. Des frais distincts imposés aux clients résidentiels, appelés frais de reconstruction (2,00 $), étaient facturés à part. À compter du 1er avril 2000, ces frais de reconstruction ont été intégrés aux frais mensuels de base, qui ont ainsi été portés à 11,87 $. En fait, il n'y a pas eu de hausse tarifaire et les prix globaux de l'énergie sont essentiellement demeurés fixes durant cette période. À des fins de comparaison, le tableau suivant présente les frais mensuels de base et les prix de l'énergie globaux pour diverses catégories de tarifs urbains, le 1er avril 2000.

	Résidentiel	Commercial	Industriel
Frais mensuels de base	11,87 $	13,93 $	12,14 $
Prix de l'énergie (cents/kWh)	7,01	7,82*	6,75*
Total (cents/kWh)	9,01	7,96	6,87

* 10 000 premiers kWh/mois

Bien que le système de SaskPower comporte plusieurs autres catégories de tarifs, par exemple pour les champs pétrolifères et les exploitations agricoles, le tarif d'une catégorie est le même dans toute la province.

On aurait pu s'attendre à ce que les tarifs d'électricité soient plus bas en Saskatchewan, puisque l'électricité est produite en majeure partie à partir du charbon. Toutefois, le lignite de la Saskatchewan est un charbon de faible qualité pour la production d'électricité. En outre, la base de production d'électricité de SaskPower se trouve dans la partie sud de la province, tandis que les centres de consommation sont largement dispersés dans l'ensemble du territoire, ce qui cause des pertes élevées dans le réseau de transport.

Il ne semble pas y avoir de mouvement vers une convergence des prix de l'électricité et du gaz dans la province. Les prix de l'électricité sont réglementés et sont restés relativement insensibles aux variations des prix du gaz naturel. De plus, les clients n'ont généralement pas la capacité de permuter entre l'électricité et le gaz selon les fluctuations des prix de détail. Bien qu'on s'attende à ce que les prix de l'électricité demeurent relativement stables, l'augmentation considérable des prix du gaz a eu une incidence sur le coût de production d'électricité de SaskPower.

4.4.6 *Résumé*

De façon générale, le réseau électrique de SaskPower est « modérément » interconnecté à des marchés d'électricité ou régions exploitant diverses ressources, en l'occurrence le réseau hydroélectrique du Manitoba et les réseaux à centrales thermiques de l'Alberta et du Dakota du Nord. Dans sa planification des approvisionnements, SaskPower a eu tendance par le passé à accroître sa capacité de production en fonction des besoins d'électricité internes, limitant la quantité d'énergie excédentaire pour le commerce. L'équilibrage de ces ressources internes oblige SaskPower, de temps à autre, à s'approvisionner à l'extérieur à des prix du marché supérieurs au coût de production de SaskPower. Ces deux facteurs laissent croire que les activités d'achat et de vente avec des marchés adjacents pourraient avoir une incidence modeste sur les prix de l'électricité en Saskatchewan à moyenne ou longue échéance. Dans l'ensemble, les tarifs résidentiels de SaskPower se situent au milieu de l'échelle par rapport aux tarifs des autres provinces.

4.5 Manitoba

Au Manitoba, l'électricité est fournie par Hydro-Manitoba, une société d'État provinciale, et par Hydro-Winnipeg, un service public appartenant à la ville de Winnipeg. Hydro-Winnipeg dessert la zone centrale de Winnipeg tandis que Hydro-Manitoba dessert la périphérie de la ville et le reste de la province. Le Manitoba est le quatrième producteur d'hydroélectricité en importance du Canada (après le Québec, la Colombie-Britannique et l'Ontario).

4.5.1 *Demande*

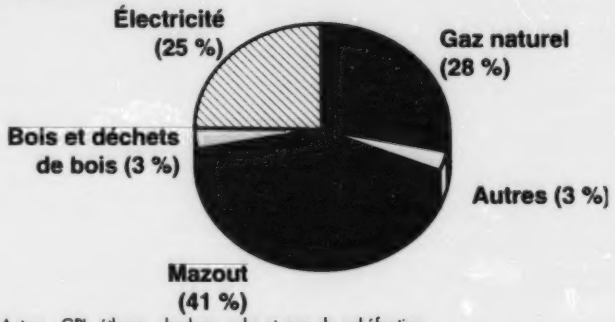
Environ 25 % des besoins énergétiques du Manitoba sont comblés par l'électricité (figure 4.5.1). Les principaux produits énergétiques sont le mazout et le gaz naturel. Les 6 % des besoins qui restent sont comblés par d'autres combustibles.

Une hausse modeste de la demande d'électricité a été enregistrée au cours des années 1990 (figure 4.5.2). La demande résidentielle et commerciale est restée stable en raison de la faible croissance démographique du Manitoba et du programme « Power Smart » d'Hydro-Manitoba, qui encourage une utilisation efficace de l'électricité. Les secteurs résidentiel et commercial devraient continuer de croître lentement à court terme.

La croissance de la demande d'électricité est venue principalement d'une progression dans le secteur industriel. Une vaste usine de transformation des porcins, des exploitations porcines commerciales et le secteur du traitement pétrochimique ont été les principaux utilisateurs. Malgré une croissance régulière dans le secteur industriel de la province, beaucoup de clients industriels existants ont réussi à réduire sensiblement leur consommation d'électricité en adoptant des stratégies d'efficacité énergétique. Hydro-Manitoba encourage ces économies, car l'électricité non utilisée par les consommateurs de la province peut être vendue à prix supérieurs sur le marché d'exportation. Des évaluations industrielles sont menées pour

FIGURE 4.5.1

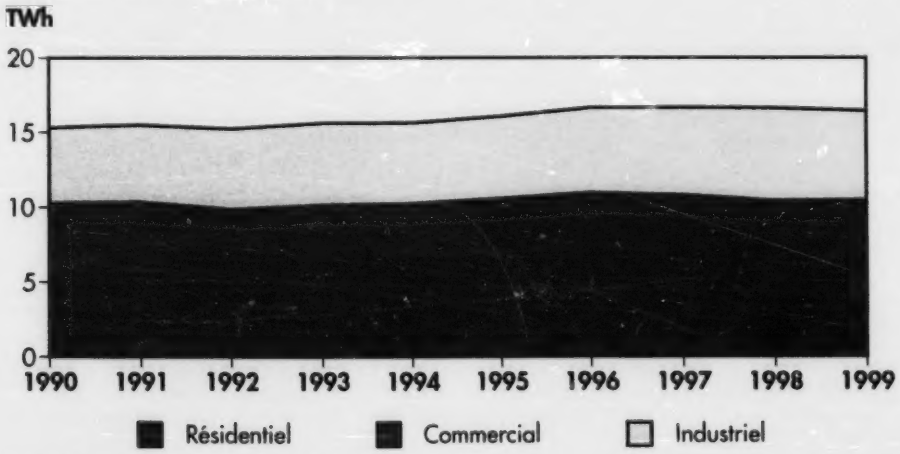
Demande finale d'énergie par combustible, Manitoba, 1998



Autres : GPL, éthane, charbon, coke et gaz de cokéfaction
Source : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 4.5.2

Demande d'électricité par secteur, Manitoba



Source : ONÉ, Statistique Canada

repérer les activités où des gains d'efficacité sont possibles, ce qui permet aux utilisateurs industriels de tirer avantage d'une réduction de leur consommation d'électricité.

4.5.2 Production d'électricité

Au début des années 1960, avec le développement du courant continu à haute tension, Hydro-Manitoba a pu amorcer la première phase d'un aménagement complet du réseau du fleuve Nelson à l'extrême nord de la province. Le courant continu à haute tension est le moyen le plus rentable et le plus efficace de transporter l'électricité sur de longues distances. Ainsi, le Manitoba a pu capitaliser sur ses importantes ressources hydrauliques pour produire de l'électricité à faible coût.

L'électricité du Manitoba est produite à environ 95 % par quatorze installations hydroélectriques. Les 5 % qui restent proviennent de sources thermiques, soit deux centrales alimentées au charbon et quatre petits sites au diesel, et de sources d'énergie de remplacement[1]. La production thermique est utilisée seulement pour la charge de pointe et comme réserve dans l'éventualité d'une défaillance importante attribuable au réseau hydroélectrique ou à une pénurie d'eau. Hydro-Manitoba a une capacité de production d'environ 5 118 MW, soit la quasi-totalité de la capacité de 5 141 MW de la province. En 1999, la production d'électricité du Manitoba a atteint 29,7 TWh (figure 4.5.3).

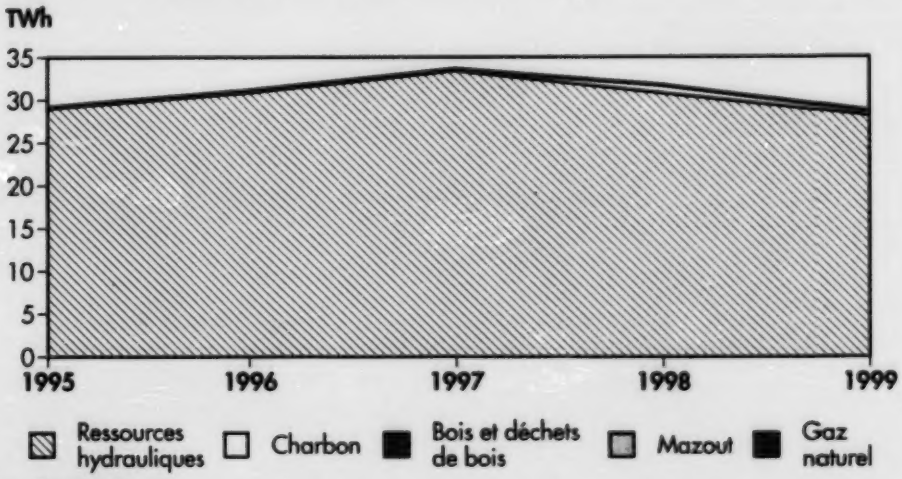
4.5.3 Commerce

Il existe dix points d'interconnexion pour permettre le transport d'électricité en direction et en provenance d'autres provinces et États : quatre pour la Saskatchewan, trois pour l'Ontario et trois pour les États-Unis.

Pour faciliter encore davantage l'accès au transport, Hydro-Manitoba est membre du Mid-Continent Area Power Pool (MAPP) et évalue actuellement ses options en vue d'une participation à une organisation de transport régionale (OTR).

FIGURE 4.5.3

Production d'électricité par combustible, Manitoba



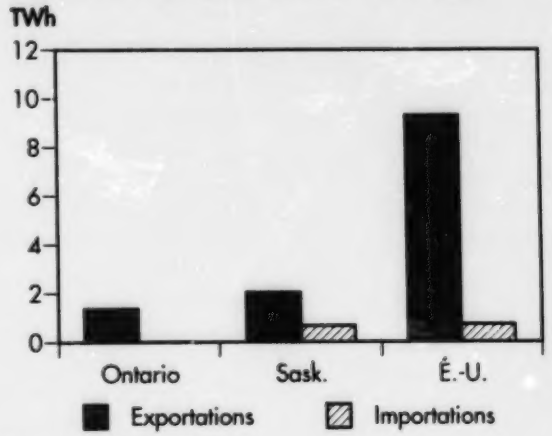
Source : Statistique Canada

1 L'une des installations de production au charbon, la centrale Selkirk, sera convertie au gaz naturel d'ici avril 2002.

La production d'électricité du Manitoba est supérieure à ses besoins internes, et l'excédent a jusqu'ici été écoulé sur le marché de l'exportation. En moyenne, 25 % des revenus d'Hydro-Manitoba proviennent de l'exportation d'électricité. Dans l'année qui a pris fin le 31 mars 2000, environ 33 % des revenus du service public ont été attribuables à la vente d'électricité hors des frontières de la province, principalement aux États-Unis. À titre de producteur à faible coût, Hydro-Manitoba peut tirer d'imposants bénéfices de la vente d'électricité aux États du Midwest (figure 4.5.4).

FIGURE 4.5.4

Commerce d'électricité, Manitoba, 2000



Source : ONÉ, Statistique Canada

La production hydroélectrique n'émet pratiquement aucun gaz à effet de serre. Les États qui importent de l'hydroélectricité tentent d'éviter ou de retarder le moment où ils devront accroître leur capacité de production thermique, une source importante de gaz à effet de serre. À l'instar de celles du Québec et de la Colombie-Britannique, les exportations d'hydroélectricité du Manitoba contribuent à l'effort mondial de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Hydro-Manitoba estime qu'entre 1970 et 2000, ses exportations d'hydroélectricité ont déplacé quelque 1,6 milliard de tonnes d'émissions de CO_2.

Pour conserver sa capacité de répondre à la demande d'exportations qui devrait se maintenir, Hydro-Manitoba construit actuellement une turbine à combustion alimentée au gaz de 225 MW à Brandon, et évalue trois sites possibles pour de futures installations de production hydroélectrique. Hydro-Manitoba a signé une entente de principe avec la Nation crie Tataskweyak relative à l'aménagement potentiel futur de la centrale Gull Rapids et travaille actuellement à la conclusion d'une entente relative aux centrales Wuskwatim et Gull. Ces nouvelles centrales hydroélectriques ne devraient pas entrer en production avant 2008.

4.5.4 *Structure du marché et réglementation*

Hydro-Manitoba et Hydro-Winnipeg sont des services publics à intégration verticale. Hydro-Winnipeg comble environ 45 % de ses besoins par sa propre production et achète le reste à Hydro-Manitoba.

Hydro-Manitoba est réglementé par la Régie des services publics du Manitoba, qui fixe les tarifs que le service public est autorisé à demander pour l'électricité. Les tarifs d'Hydro-Winnipeg sont régis par la *Loi sur la ville de Winnipeg* et en vertu d'une entente entre la ville et Hydro-Manitoba (actuellement en cours de renégociation). Même s'il n'y a aucun plan de déréglementation dans la province, la *Loi sur l'Hydro-Manitoba* a été révisée en 1997 pour permettre le libre-accès au réseau de transport pour le marché de gros. En vertu de la nouvelle réglementation, Hydro-Manitoba a aussi la possibilité de conclure des coentreprises et des alliances, ainsi que de créer des filiales. Ces changements ont été apportés pour permettre à Hydro-Manitoba de poursuivre l'expansion de ses marchés d'exportation.

Hydro-Manitoba conserve les bénéfices de son exploitation une fois effectués les paiements aux divers gouvernements tels que redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, taxes de vente, impôt sur le capital et droits provinciaux de garantie d'emprunts.

4.5.5 Prix de l'électricité

À titre de producteur d'hydroélectricité à faible coût dont les tarifs reflètent le coût du service, Hydro-Manitoba est en mesure d'offrir aux clients de la province de l'électricité aux prix les plus bas en Amérique du Nord. Les prix sont demeurés inchangés depuis 1997 pour tous les consommateurs d'électricité d'Hydro-Manitoba. En 1999, les consommateurs résidentiels payaient 6,09 cents le kWh, tandis que les clients du service général payaient 4,18 cents le KWh.

Selon un document d'Hydro-Manitoba intitulé *2000/01 Prospective Cost of Service Study*, la répartition du coût du service fourni à l'intérieur de la province était la suivante : production, 43 %; transport, 18 %; et distribution et service à la clientèle, 39 %.

4.5.6 Résumé

Hydro-Manitoba peut miser sur les vastes ressources hydrauliques de la province pour produire de l'électricité à faible coût. En conséquence, la province bénéficie des tarifs d'électricité les plus bas au Canada. Par l'entremise de son programme « Power Smart », Hydro-Manitoba encourage tous les clients de la province à utiliser l'électricité efficacement, ce qui lui permet de maximiser les excédents disponibles pour l'exportation, qu'elle peut vendre à des prix sensiblement plus élevés.

4.6 Ontario

L'Ontario procède actuellement à une restructuration de son marché de l'électricité. En vertu de cette restructuration, le prix de l'électricité, à titre de produit de base, sera soumis aux lois du marché tout comme les autres produits de base. Le transport et la distribution de l'électricité seront assujettis à la réglementation de la Commission de l'énergie de l'Ontario.

4.6.1 Demande

En 1998, la consommation d'énergie en Ontario s'est élevée à 2 695 PJ. Le mazout était la source dominante (41 % de la demande finale), tandis que la part du gaz naturel était de 29 % (figure 4.6.1). L'électricité représentait environ 18 % de la demande finale d'énergie.

La demande annuelle totale d'électricité en Ontario a diminué durant la récession du début des années 1990, puis s'est raffermie à la faveur de la reprise économique pour atteindre 136 TWh en 1999 (figure 4.6.2). La demande résidentielle a fléchi, passant d'environ 47 TWh en 1990 à quelque 43 TWh en 1999. Cette baisse est attribuable à la hausse du prix de l'électricité qui a favorisé l'usage du gaz naturel, ainsi qu'à la réglementation sur l'efficience énergétique. La demande du secteur commercial représente maintenant la plus grande part du marché, avec 34 %. La demande industrielle s'est ressaisie après son creux de 1993 et constitue maintenant 33 % du marché. Au cours des dix dernières années, la demande d'électricité en Ontario est passée d'un profil à pointe unique hivernale (chauffage) à un profil avec pointe en hiver et pointe en été (climatisation).

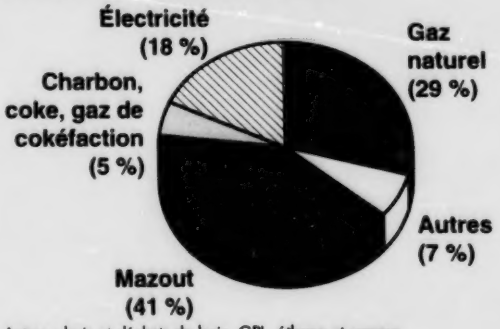
4.6.2 *Production d'électricité*

La capacité de production disponible totale de l'Ontario s'élève à 29 500 MW. Ce chiffre exclut 5 100 MW de capacité nucléaire mise hors service aux centrales Bruce A et Pickering A.

Bien que la production nucléaire soit tombée à 41 % du marché en 1999, alors qu'elle était de 57 % en 1995, elle domine toujours le marché de la production de l'Ontario (figure 4.6.3). L'hydroélectricité et le charbon représentent 25 % et 24 % respectivement et, conjugués à l'énergie nucléaire, sont la source de 90 % de l'électricité produite en Ontario.

FIGURE 4.6.1

Demande finale d'énergie par combustible, Ontario, 1998



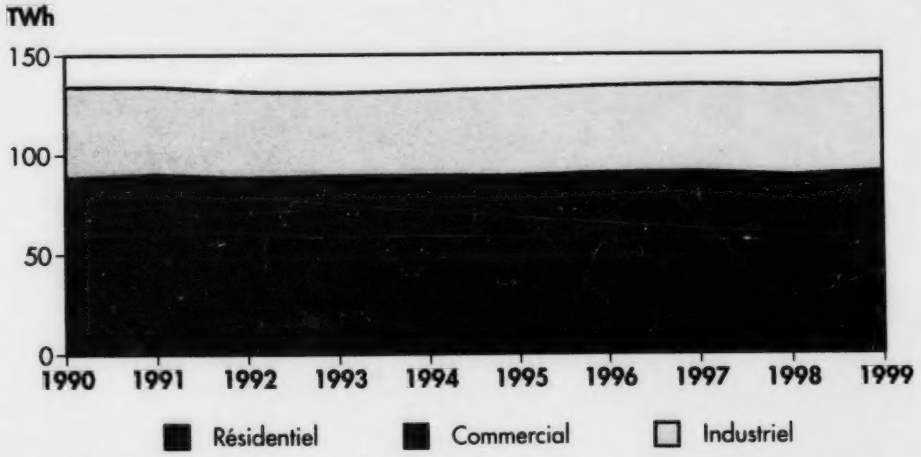
Autres : bois et déchets de bois, GPL, éthane et vapeur
Source : ONÉ, Statistique Canada

L'hydroélectricité est demeurée relativement stable au cours des cinq dernières années. Toutefois, l'utilisation du charbon a augmenté sensiblement, compensant le recul de la production nucléaire. Bien que la production alimentée au gaz naturel ne constitue actuellement que 8 % du marché, l'utilisation du gaz a augmenté à un taux annuel moyen de 10 %.

De l'avis général, l'Ontario dispose d'une capacité suffisante pour combler ses besoins à court terme. L'addition d'une capacité de production de 3 000 MW a été annoncée. Notons, parmi les annonces effectuées, un projet de Sithe Energies Inc. visant la construction d'installations de 800 MW à cycle combiné alimentées au gaz à Brampton et à Mississauga (démarrage en 2002) et un projet de TransAlta visant à ajouter une capacité de 440 MW à une centrale de cogénération de 210 MW alimentée au gaz à Sarnia (démarrage au cours de l'automne 2002).

FIGURE 4.6.2

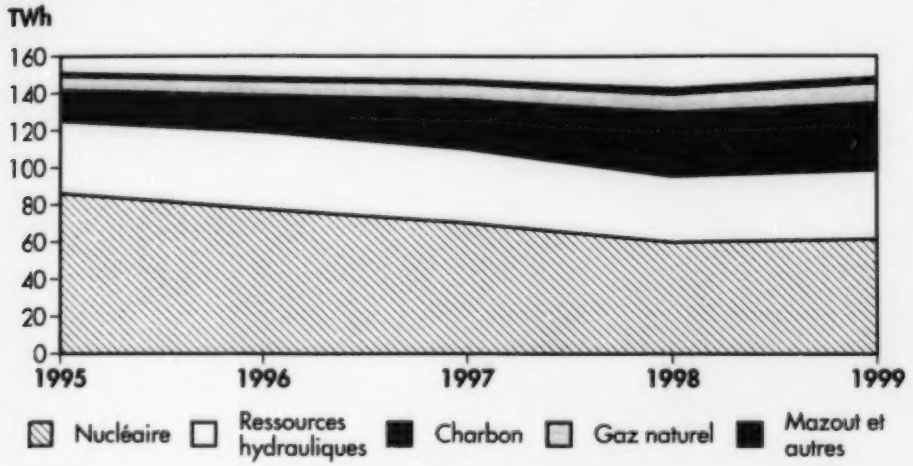
Demande d'électricité par secteur, Ontario



Source : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 4.6.3

Production d'électricité par combustible, Ontario

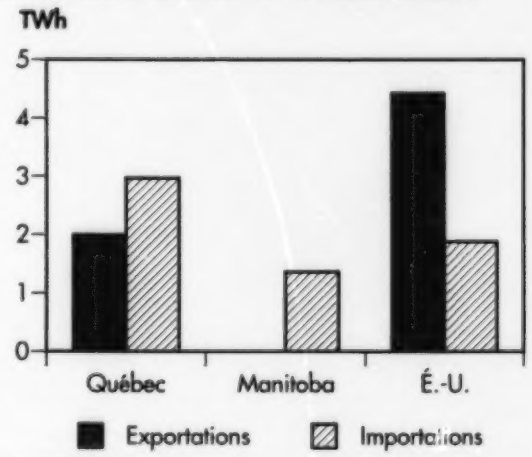


Source : Statistique Canada

4.6.3 *Commerce*

FIGURE 4.6.4

Commerce d'électricité, Ontario, 2000



Source : ONÉ, Statistique Canada

En 2000, l'Ontario a importé 6,2 TWh d'électricité et a exporté un total de 6,4 TWh (figure 4.6.4). Les importations en provenance du Québec et du Manitoba se sont élevées à 4,3 TWh, soit environ 70 % du total des importations. Tandis que 30 % des importations provenaient des États-Unis, près de 69 % des exportations d'électricité de l'Ontario sont allées sur le marché américain. Les interconnexions de transport interprovinciales donnent à l'Ontario la possibilité d'importer de l'électricité à prix plus bas des producteurs d'hydroélectricité du Manitoba et du Québec et d'exporter l'électricité excédentaire sur les marchés américains à prix plus élevés. Comparativement à la production, les importations et les exportations sont relativement peu imposantes, représentant respectivement environ 5 % et 4 % de la production annuelle.

4.6.4 *Structure du marché et réglementation*

L'industrie de l'électricité de l'Ontario vit actuellement le passage d'un régime monopolistique à un marché de concurrence. Le marché devait au départ être ouvert à la concurrence en novembre 2000, mais le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie a annoncé en juin 2000 qu'étant donné que de nombreux intervenants du marché ne seraient pas prêts à temps, l'ouverture du marché serait reportée d'au moins six mois. En avril 2001, le ministre a annoncé que la date cible avait été fixée à mai 2002.

Jusqu'à récemment, la production et le transport de l'électricité étaient généralement assurés par Ontario Hydro, tandis que la distribution, dans une large mesure, était prise en charge à la fois par Ontario Hydro et par les services publics d'électricité municipaux. Quand la restructuration sera pleinement en vigueur, les consommateurs auront la possibilité de s'approvisionner en électricité auprès de n'importe quel détaillant en énergie autorisé. La concurrence et le choix ne viseront que la partie énergie de la facture d'électricité qui, grosso modo, représente entre la moitié et les deux tiers du prix du produit livré pour un client résidentiel. Le transport et la distribution, qui représentent le reste, soit entre le tiers et la moitié du prix, ne seront pas ouverts à la concurrence et seront réglementés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO).

La restructuration en Ontario s'est amorcée en 1997, quand le gouvernement ontarien a publié un livre blanc énonçant son projet de réforme du marché provincial de l'électricité. L'année suivante, l'assemblée législative de l'Ontario a adopté la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* et la *Loi de 1998 sur l'électricité*, afin d'établir un cadre pour le marché restructuré.

La *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* prévoit la séparation, ou dégroupement, des services d'électricité en Ontario. Ainsi, en avril 1999, Ontario Hydro a été divisée en cinq unités gérées indépendamment : Ontario Power Generation Inc. (OPG); Hydro One Inc.(Hydro One); Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ); Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO); et Office de la sécurité des installations électriques.

Ontario Power Generation Inc.

OPG a pris en charge la propriété et l'exploitation des installations de production de l'ancienne Ontario Hydro. En raison de préoccupations relatives à la domination du marché par OPG et à sa capacité de manipuler les prix, une entente de limitation du pouvoir sur le marché a été élaborée afin de réduire la part d'OPG du marché de la production. Les principales caractéristiques du plan en trois étapes, qui s'étale sur dix ans, sont les suivantes :

- Une grande partie de la production d'OPG vendue en Ontario sera soumise à un plafond de revenus annuel moyen de 3,8 cents le kWh pendant une période de quatre ans suivant l'ouverture du marché. Tous les revenus en sus du plafond seront remis au prorata à l'ensemble des consommateurs d'électricité de l'Ontario.
- OPG est tenue de ramener sa part de la capacité de production (combustibles fossiles) ayant le plus d'influence sur les prix au comptant à 35 % ou moins dans les 42 mois suivant l'ouverture du marché.
- Dans les 10 ans suivant l'ouverture du marché, OPG ne sera pas autorisée à contrôler plus de 35 % de la capacité totale de production et aucun autre fournisseur ne pourra accumuler plus de 25 % de la capacité totale de production de l'Ontario.

Par suite de cette entente, OPG a annoncé en 2000 son intention d'abandonner le contrôle de sa centrale Lennox de 2 140 MW alimentée au mazout et au gaz et sa centrale Lakeview de 1 140 MW alimentée au charbon. La location à bail de la centrale nucléaire Bruce pourrait éventuellement soustraire 6 200 MW additionnels à la capacité de production d'OPG. OPG prévoit la réactivation, à compter du début de 2002, des 2 060 MW d'électricité provenant des quatre unités de production nucléaires à Pickering A.

Hydro One Inc.

Hydro One a pris en charge la propriété et l'exploitation des services de transport, de distribution et de vente d'énergie au détail d'Ontario Hydro. Hydro One Networks, filiale d'Hydro One, possède et

exploite environ 97 % des installations de transport à haute tension dans la province. Deux réseaux de transport de moins grande taille, Great Lakes Power et Canadian Niagara Power, offrent un service de transport à l'échelle locale. Hydro One possède et exploite en outre 17 interconnexions avec des réseaux de transport de provinces adjacentes et des États-Unis.

L'entente de limitation du pouvoir sur le marché exige que Hydro One accroisse sa capacité d'interconnexion de 2 000 MW dans les trois ans suivant l'instauration du libre-accès. Actuellement, Hydro One a deux projets pour réaliser cette expansion. Le Michigan Phase Shifter Project offre la possibilité de 500 à 600 MW de capacité additionnelle vers le Michigan et devrait être opérationnel en mai 2001. Une nouvelle interconnexion Ontario-Québec, qui devrait être mise en service d'ici à décembre 2002, fournira une capacité additionnelle de 1 250 MW entre les deux provinces.

Société indépendante de gestion du marché de l'électricité

Tandis que Hydro One Networks demeurerait propriétaire et exploitant du réseau de transport d'électricité de la province, la SIGMÉ aurait les responsabilités suivantes :

- orienter l'exploitation d'un réseau de transport à libre-accès;
- établir et exploiter le marché concurrentiel du commerce de gros d'électricité;
- délivrer les autorisations aux acteurs du marché;
- surveiller les activités du marché pour assurer une concurrence équitable;
- prévoir les besoins d'approvisionnement;
- favoriser les nouveaux investissements en fournissant de l'information aux acteurs du marché et autres intéressés.

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

Avant la déréglementation, Ontario Hydro avait une dette accumulée et d'autres éléments de passif dépassant 38 milliards de dollars. Le service de cette dette représente actuellement quelque 40 % des factures d'électricité. Les entreprises qui succèdent à Ontario Hydro ont été restructurées de façon à ce que leurs structures d'endettement et de capitaux propres soient comparables à celles d'entreprises commerciales semblables. Le reste de la dette a été transféré à la SFIEO pour assurer sa saine gestion et son remboursement approprié. Au moment de l'ouverture du marché, la Société commencera à recueillir des revenus sous forme de paiements de capital et d'intérêts, de paiements en remplacement d'impôts et de frais de réduction de la dette. Des frais de réduction de la dette de 0,7 cents le kWh seront perçus par toutes les entreprises facturant des frais d'électricité, jusqu'à ce que la dette soit remboursée.

Distribution

Avant la déréglementation, les services de distribution dans les régions rurales étaient principalement fournis par Ontario Hydro, tandis qu'en milieu urbain, ils étaient rendus par des sociétés d'électricité municipales (SEM). En vertu de la restructuration, toutes les SEM ont été tenues de séparer leurs secteurs « lignes seulement » de leurs autres activités liées à l'énergie pour éviter l'interfinancement. Les entreprises de distribution indépendantes qui en ont résulté ont dû vendre leurs actifs ou se constituer en sociétés en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* de l'Ontario. En raison de l'expansion des centres urbains, des fusions municipales et d'un congé de taxe sur les transferts jusqu'en novembre 2000, plusieurs SEM ont jugé pertinent de s'amalgamer. Leur nombre, qui était de plus de 300 il y a quelques années, tombera à environ 92, en supposant que les fusions et acquisitions qui ont été soumises à la Commission de l'énergie de l'Ontario soient approuvées.

La constitution en sociétés par actions des SEM s'est traduite initialement par une hausse des coûts de distribution, afin que ces entreprises obtiennent un taux de rendement sur leurs activités. À plus long terme, la rationalisation des installations de distribution par le biais des fusions et acquisitions pourrait engendrer des gains d'efficience et réduire les coûts des services de distribution.

Réglementation - Commission de l'énergie de l'Ontario

En ce qui touche l'électricité, la CÉO a les responsabilités suivantes :

- délivrer des licences aux acteurs du marché de l'électricité, y compris la SIGMÉ, les producteurs, les transporteurs, les distributeurs, les grossistes et les détaillants;
- déterminer les tarifs à imposer pour le service d'approvisionnement standard, ainsi que la distribution et le transport de l'électricité en Ontario.
- suivre l'évolution du marché et faire rapport au ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie en ce qui touche la compétitivité et la domination du marché, ainsi que l'efficience, l'équité et la transparence du marché;
- examiner les règles du marché de la SIGMÉ et entendre les appels à l'encontre des ordonnances de la SIGMÉ.

4.6.5 Prix de l'électricité

Depuis 1993, la partie « produit » du prix de l'électricité est l'objet d'un gel en Ontario. La partie produit demeurera gelée jusqu'à l'ouverture du marché, mais la CÉO a approuvé de nouveaux tarifs de distribution qui ont eu pour effet d'augmenter le prix total à la livraison pour les consommateurs finals. En mars 2001, OPG a demandé l'autorisation de hausser le prix du gros de l'électricité de 0,7 cents/kWh. Une telle hausse se traduirait par une augmentation de 8 % pour la moyenne des consommateurs résidentiels.

Marchés de gros

Par suite de la restructuration, les marchés de gros en Ontario auraient trois composantes principales : un marché de l'énergie en temps réel (marché au comptant); un marché à terme; et des contrats bilatéraux.

En ce qui touche le marché au comptant, la SIGMÉ recevrait les offres d'électricité des producteurs tant de l'Ontario que des marchés interconnectés. Chaque offre comporterait une quantité d'électricité et un prix pour chaque heure du jour. La SIGMÉ superposerait les offres par ordre de prix croissants et accepterait chaque offre jusqu'à ce que la demande soit satisfaite. La dernière offre acceptée déterminerait le prix d'équilibre, ou prix au comptant, pour l'ensemble du marché de l'Ontario. La SIGMÉ établirait un nouveau prix d'équilibre toutes les cinq minutes. À partir de ces prix aux cinq minutes, un prix moyen pondéré horaire serait calculé et imputé aux clients de gros.

Les acheteurs grossistes pourraient faire des soumissions précisant le prix maximum qu'ils sont prêts à payer pour des quantités particulières d'électricité à chaque heure du jour. Si le prix d'équilibre est supérieur au prix maximum soumis, la demande du consommateur serait réduite des quantités visées par les prix soumis. Toutefois, un consommateur ne serait pas tenu de soumissionner et pourrait simplement assumer le rôle de preneur de prix et payer le prix d'équilibre horaire.

Au début, tous les clients sur le marché au comptant paieront le même prix pour une heure de consommation, quel que soit le lieu d'utilisation. Au cours des 18 premiers mois suivant l'ouverture

du marché, la SIGMÉ surveillera le réseau de transport pour évaluer les contraintes qu'il subit, afin de déterminer le bien-fondé pour l'Ontario d'un régime de tarification au coût marginal en fonction du lieu. Si ce régime était adopté, le tarif au coût marginal serait ajouté au prix d'équilibre horaire dans les régions où la demande est supérieure à la capacité du réseau de transport.

Le marché à terme a été reporté d'au moins un an après la libéralisation du marché. Il vise à donner aux participants la possibilité de faire leurs offres et leurs soumissions pour l'approvisionnement en électricité de la journée suivante. Des contrats physiques et bilatéraux seraient disponibles à titre de protection contre la volatilité des prix sur des périodes dépassant une journée.

Marchés de détail

Au moment de l'ouverture du marché, les consommateurs auront le choix d'acheter de l'électricité de détaillants en énergie concurrents ou de continuer à s'approvisionner auprès de leur entreprise de distribution locale (EDL). Le marché de détail de l'électricité se fonderait sur trois éléments : service d'approvisionnement standard; contrats de détail; et contrats financiers bilatéraux. Le service d'approvisionnement standard est l'option par défaut pour les consommateurs qui choisissent de continuer de s'approvisionner auprès de leur EDL. Le prix payé pour l'électricité serait fondé soit sur le prix d'équilibre horaire, soit sur un prix prévu annuel moyen de l'EDL qui ferait ensuite l'objet de rajustements rétroactifs, soit sur des redressements (« true-ups ») basés sur le prix d'équilibre. La CÉO examine actuellement, pour le service d'approvisionnement standard, des options autres que l'application directe du prix d'équilibre.

Les détaillants en énergie peuvent acheter l'électricité sur le marché au comptant ou directement de producteurs ou grossistes, puis vendre l'électricité aux consommateurs finals. Ils peuvent fournir d'autres produits et services, notamment divers plans et incitatifs au niveau des prix. Bien que tous les détaillants en énergie doivent être titulaires d'une licence de la CÉO, les prix qu'ils demandent pour l'électricité et leurs autres services ne sont pas réglementés.

Le contrat financier bilatéral ne fait pas intervenir l'EDL, et le règlement entre les deux parties est fondé sur la différence entre le prix contractuel et le tarif du service d'approvisionnement standard. En vertu des contrats financiers bilatéraux, les clients prendraient livraison de leur électricité par le biais du service d'approvisionnement standard et continueraient de payer leur facture à l'EDL.

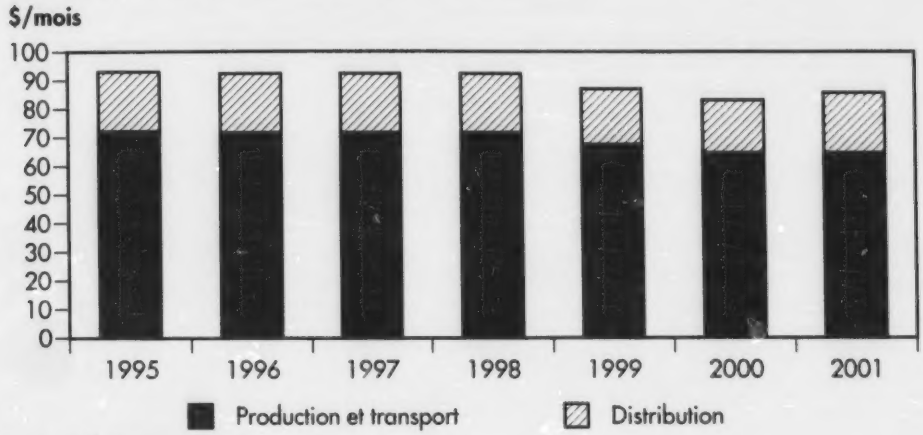
Au moment de l'ouverture du marché, les EDL devront séparer leur facture en quatre parties :

- Frais mensuels fixes - Recouvrement des coûts de distribution fixes
- Frais de distribution variables - Recouvrement des coûts de distribution variables
- Prix du produit « électricité » - Recouvrement des coûts de l'approvisionnement en électricité, du service d'approvisionnement standard ou des frais de produit du détaillant
- Frais d'électricité non concurrentiels - Recouvrement des coûts de transport, frais de la SIGMÉ et, peut-être, frais de réduction de la dette (ces derniers frais pourraient aussi faire l'objet d'une entrée distincte).

Dans l'hypothèse d'une consommation mensuelle de 1 000 kWh, un client résidentiel de la ville de Toronto paierait 85,60 $ pour l'approvisionnement en électricité, le transport et la distribution en 2001 (figure 4.6.5). La baisse des prix de la demande finale depuis 1995 est surtout attribuable à la fusion de Toronto Hydro et des SEM avoisinantes et à la réduction des coûts moyens. Jusqu'à 2000, l'approvisionnement en électricité et le transport représentaient environ 78 % du prix final, tandis que la distribution constituait 22 % du total. À mesure que les nouvelles entreprises de distribution

FIGURE 4.6.5

Coûts d'électricité résidentiels à Toronto, 2000



Source : ONÉ, Statistique Canada

constituées en sociétés par actions progressent vers le taux de rendement autorisé de leurs capitaux propres, qui est actuellement de 9,88 %, la composante distribution devrait augmenter. Par exemple, les tarifs de distribution pour Toronto Hydro ont monté de 13,6 %, entraînant une hausse générale de 3 % du prix final. En vertu de l'échelle tarifaire de 2001, la distribution représente environ 25 % du prix final. Toronto Hydro s'attend à ce que dans l'avenir, les coûts de distribution plus élevés soient compensés par une baisse des coûts de l'approvisionnement en électricité.

4.6.6 *Résumé*

L'Ontario est le deuxième marché provincial de l'électricité en importance et mise sur une base de production diversifiée, alimentée par de multiples sources. Le contexte de l'offre et de la demande devrait s'améliorer par suite de la réactivation prévue de la capacité nucléaire mise hors service et de la construction d'installations de production alimentées au gaz naturel. Des interconnexions additionnelles avec le Michigan et le Québec offriront plus de flexibilité pour les échanges et le commerce d'électricité.

La province a établi le cadre d'une restructuration de l'industrie de l'électricité, qui se fondera sur les prix du marché pour l'approvisionnement et l'accès au détail. Ce cadre contient des mesures clés pour éviter l'exercice d'une domination du marché, et pour réduire au minimum les risques de volatilité des prix.

4.7 Québec

Riche en ressources hydrauliques, le Québec est le plus important marché d'électricité au Canada. Ce marché est desservi en presque totalité par Hydro-Québec, société à intégration verticale appartenant exclusivement au gouvernement du Québec.

4.7.1 Demande

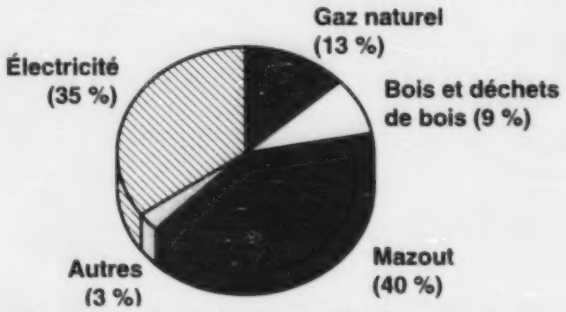
En 1998, la demande finale d'énergie dans la province a atteint 1 705 PJ. L'électricité contribue pour beaucoup à répondre aux besoins d'énergie du Québec, représentant environ 35 % de la consommation totale (figure 4.7.1).

Dans les années 1990, la consommation d'électricité a augmenté de moins de 1 % par année. Le secteur industriel a été le plus important consommateur (environ 50 %), suivi par le secteur résidentiel et le secteur commercial (30 % et 20 % respectivement) (figure 4.7.2).

En raison de son prix compétitif, au Québec, l'électricité s'est très bien implantée sur le marché dans tous les secteurs (résidentiel, commercial et industriel). Actuellement, au Québec, plus de 70 % des logements sont chauffés à l'électricité, comparativement à environ 40 % dans les années 1980. Au cours de la décennie, la demande du secteur industriel a augmenté de 26 %, passant de 68 TWh, en 1990, à 85,9 TWh, en 1999. Près de 75 % de la demande industrielle vient des fonderies et de l'industrie des pâtes et papiers.

FIGURE 4.7.1

Demande finale d'énergie par combustible, Québec, 1998



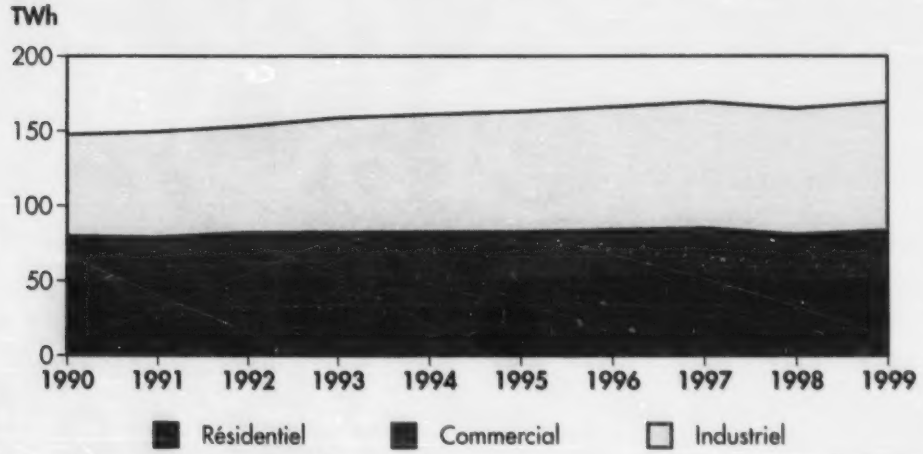
Autres : charbon, coke, gaz de cokéfaction, GPL, éthane et vapeur
Source : ONÉ, Statistique Canada

4.7.2 Production d'électricité

Le Québec possède le tiers environ de la capacité de production totale au Canada. Au début de 2001, sa capacité installée s'établissait à environ 35 500 MW, dont 93 % en hydroélectricité et 7 % en énergie thermique et en énergie nucléaire. Hydro-Québec contrôle 89 % de la capacité de production totale, le reste appartenant à des intérêts

FIGURE 4.7.2

Demande d'électricité par secteur, Québec



Source : ONÉ, Statistique Canada

privés. Selon les prévisions, la capacité de production actuelle d'Hydro-Québec devrait être suffisante pour répondre à l'accroissement de la demande dans la province au cours des prochaines années.

Le Québec est le principal producteur d'électricité au Canada. En 1999, la production d'électricité dans la province a totalisé 170 TWh, dont 96 % étaient de source hydroélectrique (figure 4.7.3). Hydro-Québec a produit 143 TWh, les producteurs privés et les municipalités en ayant produit 27 TWh. Au cours des dernières années, la production a beaucoup fluctué en raison des conditions hydrauliques variables.

Le fait que les principales sources de production d'électricité sont situées dans des régions très éloignées des principaux centres de consommation est une caractéristique du secteur. Cet éloignement a entraîné la mise en place de lignes de 735 kV et de l'un des réseaux de transport d'énergie les plus étendus de l'Amérique du Nord, avec ses 32 144 km de lignes. La province possède également un important réseau d'interconnexion de 7 393 MW permettant d'importer de l'électricité d'autres provinces canadiennes et des États-Unis et d'en exporter dans le reste du Canada et aux États-Unis.

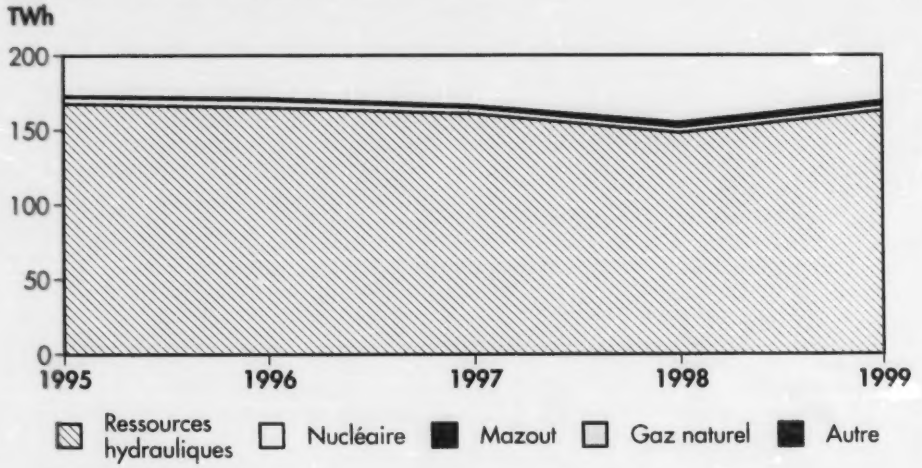
4.7.3 Commerce

Commerce interprovincial

Aux termes des accords d'approvisionnement à long terme conclus par le Québec et Terre-Neuve, plus de 30 TWh sont fournis par le Labrador au Québec. En 2000, ces approvisionnements ont représenté 84 % du total des acheminements interprovinciaux à destination du Québec. L'Ontario et le Nouveau-Brunswick sont également des partenaires traditionnels (figure 4.7.4). Au cours des dernières années, les transferts nets du Québec à destination de ces marchés ont totalisé moins de 3 TWh. Selon les prévisions, l'ajout envisagé d'une ligne d'interconnexion de 1 250 MW devrait accroître les échanges entre le Québec et l'Ontario.

FIGURE 4.7.3

Production d'électricité par combustible, Québec

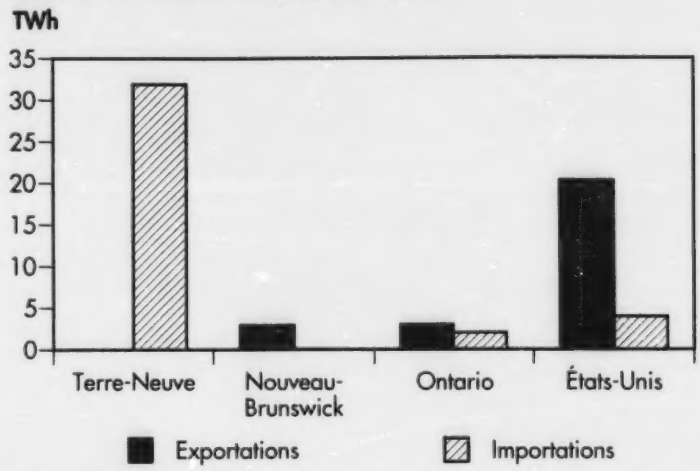


Source : Statistique Canada

Commerce international

FIGURE 4.7.4

Commerce d'électricité, Québec, 2000



Source : ONÉ, Statistique Canada

De façon générale, le Québec est la province qui enregistre les plus fortes exportations d'électricité au Canada. Ses principaux marchés sont la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York. En l'an 2000, les exportations d'électricité du Québec aux États-Unis ont atteint un niveau record de 20 TWh. Le faible coût de l'hydroélectricité du Québec a contribué à donner à ce dernier une position très concurrentielle sur les marchés d'exportation.

Dans le passé, les exportations s'appuyaient sur des contrats d'approvisionnement de longue durée. Au moment de la rédaction du présent document, on prévoyait qu'en avril 2001, la majorité des contrats de longue durée seraient arrivés à échéance. En conséquence, Hydro-Québec doit compter sur ses ventes à court terme pour préserver sa part du marché d'exportation.

4.7.4 Structure du marché et réglementation

L'électricité joue un rôle particulièrement important au Québec. En plus de satisfaire une portion conséquente des besoins en énergie de la province, l'électricité est un instrument pour le développement régional et économique. Depuis des années, Hydro-Québec joue un rôle dans le développement social et industriel de la province grâce à ses investissements, à ses effectifs et à sa contribution aux recettes gouvernementales sous forme de taxes et de dividendes.

En tant que principal producteur, principal propriétaire du réseau de transport et principal distributeur, Hydro-Québec jouit essentiellement d'un monopole. La Société a des droits exclusifs pour la distribution d'électricité dans la province, exception faite d'un petit nombre de municipalités et de réseaux privés de faible envergure. La province a également une coopérative et neuf réseaux municipaux, non gérés par Hydro-Québec, desservant globalement 125 000 abonnés. En 1998, la longueur totale des lignes de distribution au Québec était de 105 705 km.

Cadre réglementaire

En 1996, le gouvernement du Québec a adopté une politique énergétique, sous le titre *L'énergie au service du Québec*. Cette politique met l'accent sur les clauses essentielles du pacte social établi au début des années 1960, lors de la nationalisation de l'électricité au Québec. Ce pacte social définissait les quatre objectifs d'Hydro-Québec : électrifier l'ensemble du territoire de la province; utiliser les ressources hydrauliques pour le bénéfice de la population du Québec; établir des tarifs uniformes; et ajuster les tarifs de façon à couvrir strictement les investissements et les frais d'exploitation de la Société.

Dans le cadre de ses réformes, et pour satisfaire les parties intéressées, le gouvernement a créé, en juin 1997, la Régie de l'énergie (Régie), organisme de réglementation économique quasi-judiciaire jouissant d'un statut indépendant. La *Loi sur la Régie de l'énergie* énonçait le mandat initial de la Régie concernant le secteur de l'électricité :

- réglementer les activités du monopole liées à l'approvisionnement en électricité;
- veiller à ce que les activités commerciales soient dans l'intérêt des consommateurs, et favoriser une saine concurrence entre entreprises;
- fixer les tarifs et les conditions de service appliqués par Hydro-Québec;
- approuver les contrats d'achat, de vente et d'exportation d'électricité;
- fixer les tarifs et les conditions de transport de l'électricité.

Le rôle de la Régie a été modifié en juin 2000 par la loi 116. Cette loi confirmait le mandat de la Régie en matière de transport et de distribution, mais maintenait le contrôle du gouvernement de la province en ce qui touche des aspects particuliers comme les grands projets hydroélectriques, l'énergie de remplacement et l'énergie renouvelable, ainsi que les contrats d'approvisionnement spéciaux.

La nouvelle loi contient les dispositions suivantes :

- Prix et quantité établis dans le cadre du pacte social. La Loi 116 fixe à 2,79 cents/kWh le prix moyen de l'électricité produite au Québec devant être appliqué à un volume annuel maximum de 165 TWh aux fins de tarification par la Régie. Ce prix ne peut pas être majoré, mais il peut être réduit à la demande du gouvernement.
- Maintien du pacte social. La Loi 116 confirme le maintien de l'interfinancement au bénéfice des abonnés résidentiels. Elle réaffirme le principe de l'uniformité des taux de transport et de distribution au Québec.
- Approvisionnement à des prix concurrentiels pour satisfaire les nouveaux besoins d'électricité. La Loi 116 stipule que, pour satisfaire la nouvelle demande d'électricité, on ait recours à un régime d'appels d'offres soumis au contrôle de la Régie. Hydro-Québec Production sera en concurrence avec les autres fournisseurs. Les contrats d'approvisionnement entre les soumissionnaires sélectionnés et Hydro-Québec Distribution doivent être approuvés par la Régie.

Depuis sa création, la Régie a été appelée à donner des avis au gouvernement provincial sur des questions particulières. Par exemple, dans un avis soumis au gouvernement du Québec concernant le développement hydroélectrique de petite envergure au Québec, la Régie a recommandé que, dans le cas de la production additionnelle, le prix soit soumis à un plafond de 4,5 cents/kWh, à raison d'un contingent maximal de 150 MW.

Mesures de restructuration

En 1997, Hydro-Québec a décidé de se conformer à la règle de réciprocité de l'ordonnance 888 de la FERC et une licence de grossiste a été délivrée à H.Q. Energy Services (U.S.), filiale d'Hydro-Québec aux États-Unis. Cette licence donne un accès direct au marché de gros des États-Unis et impose au Québec d'ouvrir l'accès à son propre marché de gros. Hydro-Québec a également créé une nouvelle division, TransÉnergie, chargée d'exploiter et de gérer son réseau de transport à accès libre. Cependant, depuis l'ouverture du marché de gros du Québec, il n'y a pas eu de ventes en gros de la part de concurrents de l'extérieur de la province, mais des négociants ont utilisé le réseau de distribution de TransÉnergie à des fins de transit ou d'exportation hors de la province.

Étant donné que les prix de l'électricité sont relativement bas dans la province, le Québec n'est pas soumis à des pressions pour faire place à plus de concurrence sur son marché. De ce fait, il n'y a pas de plan visant à déréglementer davantage le marché de l'électricité au Québec. Le gouvernement a fait part de son intention de lancer un projet pilote pour évaluer les avantages de la libre concurrence sur le marché de détail. Dans le cadre de ce projet pilote, les responsables de nouveaux projets industriels dont la consommation prévue est supérieure à 5 MW auront la possibilité de choisir entre divers fournisseurs, dont Hydro-Québec.

4.7.5 Prix de l'électricité

Au Québec, les tarifs de l'électricité sont relativement bas pour toutes les catégories de clients et, plus particulièrement, pour les clients du secteur résidentiel. Les tarifs ont été gelés jusqu'en 2002 et ils devraient rester stables jusqu'en 2004.

Le Québec a des tarifs d'électricité uniformes dans tout le réseau d'Hydro-Québec. Actuellement, les abonnés paient en moyenne 6,21 cents/kWh pour le service résidentiel, 7,87 cents/kWh pour le service aux entreprises commerciales et industrielles de petite taille, 6,14 cents/kWh pour le service aux entreprises commerciales et industrielles de taille moyenne, et 3,38 cents/kWh pour le service aux entreprises industrielles de grande taille. Sur la base des prix fixés dans le pacte social, il est estimé que la production représentera environ la moitié du taux global du service résidentiel, l'autre moitié correspondant au transport et à la distribution.

La structure tarifaire d'Hydro-Québec reflète l'interfinancement à l'avantage des consommateurs du secteur résidentiel. Selon une étude effectuée en 2000 par Merrill Lynch pour le compte du gouvernement du Québec, si l'interfinancement était supprimé, la structure tarifaire pour le secteur résidentiel au Québec augmenterait de 31 %, alors que celle des entreprises de petite taille diminuerait de 14 %, celle des entreprises de taille moyenne diminuerait de 20 % et celle des entreprises de grande taille diminuerait de 6 %.

4.7.6 Résumé

Parce qu'il a un excédent d'approvisionnement en électricité, le Québec peut continuer d'être actif sur les marchés d'exportation. L'accès au marché de gros a été ouvert au Québec mais, compte tenu des prix relativement bas de l'électricité dans la province, il y a peu d'incitation à ouvrir le marché de détail. Dans la mesure où il continuera d'avoir un accès économique et sans contrainte au réseau de transport des États-Unis, Hydro-Québec semble en bonne position pour y étendre ses activités commerciales.

Le Québec jouissant d'abondantes ressources hydrauliques, les prix de l'électricité y sont parmi les plus bas au Canada. L'adoption de la Loi 116 confirme l'intention du gouvernement du Québec de maintenir des prix avantageux pour les consommateurs, en particulier dans le secteur résidentiel. L'élimination de l'interfinancement semble peu probable étant donné que cela irait à l'encontre du pacte social et occasionnerait une augmentation substantielle des tarifs résidentiels.

4.8 Nouveau-Brunswick

Le Nouveau-Brunswick est le plus vaste marché d'électricité provincial dans la région de l'Atlantique et représente environ 40 % de la demande totale d'électricité de la région. La production d'électricité dans la province est presque entièrement assurée par une entreprise d'État, la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB). Dans le contexte actuel de la province – grands marchés d'électricité concurrentiels juste au sud de la frontière, important producteur d'hydroélectricité à faible coût à proximité au Québec, et électricité produite principalement par un service public à intégration verticale – le Nouveau-Brunswick procède actuellement à la restructuration de son secteur de l'électricité.

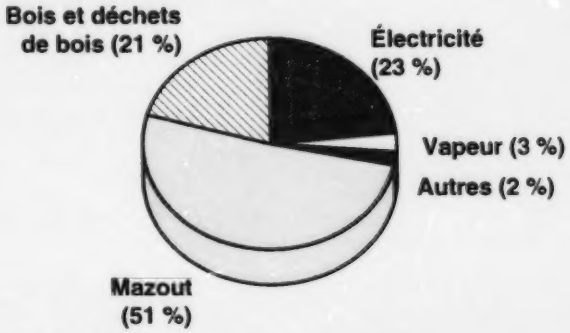
4.8.1 Demande

En 1998, la demande finale d'énergie a atteint 214 PJ dans la province. L'électricité représentait 23 % du total (figure 4.8.1). Cette part reflète l'usage répandu de l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau ainsi que dans les applications industrielles. Environ 60 % des logements sont chauffés à l'électricité, tandis que le mazout et le bois viennent ensuite avec 20 % chacun.

Au cours des années 1990, la croissance moyenne annuelle de la demande d'électricité a été tout juste inférieure à 2 % (figure 4.8.2). Il est

FIGURE 4.8.1

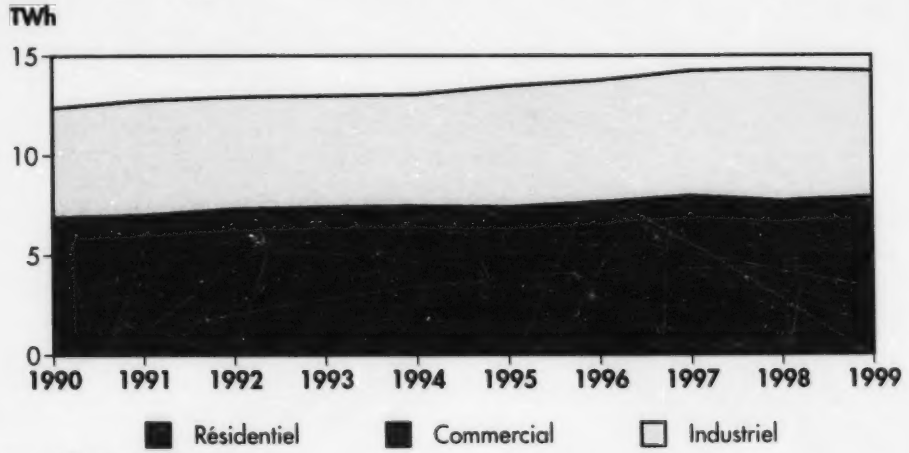
Demande finale d'énergie par combustible, Nouveau-Brunswick, 1998



Autres : GPL, éthane, charbon, coke et gaz de cokéfaction
Source : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 4.8.2

Demande d'électricité par secteur, Nouveau-Brunswick



Source : ONÉ, Statistique Canada

possible que la croissance future soit freinée par la concurrence du gaz naturel, qui a récemment fait son entrée dans la province.

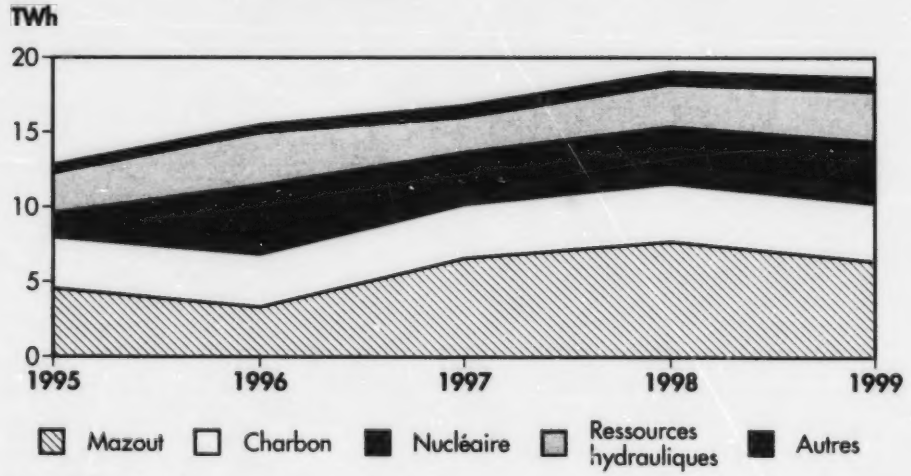
4.8.2 *Production d'électricité*

Le Nouveau-Brunswick possède les installations de production les plus diversifiées de l'Atlantique canadien : la production thermique représente environ 50 % de la capacité totale, tandis que l'hydroélectricité, le nucléaire et la biomasse représentent l'autre moitié (figure 4.8.3). Énergie NB a une capacité totale de quelque 3 850 MW et une demande de pointe hivernale de l'ordre de 3 000 MW. Environ 900 MW de puissance dépendent strictement du débit des rivières, ce qui limite la capacité de fourniture énergétique durant la saison de pointe hivernale. De la capacité totale, environ 250 MW proviennent de producteurs privés, notamment des centrales de cogénération dans le secteur des pâtes et papiers et certaines petites installations hydroélectriques. Énergie NB a conclu une entente avec Westcoast Power pour la conversion d'une centrale de 100 MW alimentée au mazout à Courtenay Bay en une centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz de 260 MW d'ici le milieu de 2001. Énergie NB achètera la production de la centrale durant la période de novembre à mars, chaque année. Westcoast Power commercialisera en Nouvelle-Angleterre l'énergie produite par la centrale au cours des sept mois restants.

En 2000, les villes de Moncton, Fredericton et Saint John ont pour la première fois été alimentées en gaz naturel. La disponibilité de gaz en provenance de l'île de Sable est un événement important pour le marché de l'énergie du Nouveau-Brunswick. On s'attend à ce que le gaz pénètre progressivement certains secteurs, notamment pour le chauffage et la cuisine, ce qui pourrait alléger les charges existantes ou potentielles d'énergie électrique. Le gaz remplacera aussi en partie le mazout et le charbon qui servent à la production électrique actuelle. Toutefois, les hausses récentes des prix du gaz ont soulevé des interrogations quant à la compétitivité de cette nouvelle ressource pour la production d'électricité.

FIGURE 4.8.3

Production d'électricité par combustible, Nouveau-Brunswick

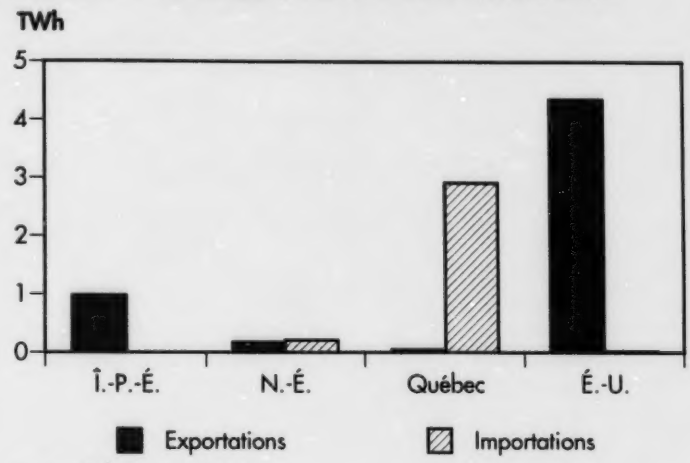


Source : Statistique Canada

4.8.3 Commerce

FIGURE 4.8.4

Commerce d'électricité, Nouveau-Brunswick, 2000



Source : ONÉ, Statistique Canada

Énergie NB possède le réseau de transport le plus vaste des provinces de l'Atlantique, avec plus de 6 600 km de lignes de transport à haute tension. Le réseau compte plusieurs interconnexions qui permettent au Nouveau-Brunswick de livrer et d'échanger de l'électricité et de l'énergie avec les provinces adjacentes (1 945 MW) et l'État du Maine (815 MW). Énergie NB étudie actuellement la faisabilité d'une deuxième ligne d'interconnexion de 345 kV avec l'État du Maine. Également, elle évalue actuellement la possibilité de s'intégrer à une organisation de transport régionale (OTR).

Le Nouveau-Brunswick est le principal fournisseur d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard. Au cours de la période 1990-2000, les acheminements vers l'Î.-P.-É. se sont accrus de près de 50 %, atteignant près d'un TWh en 2000 (figure 4.8.4). Le Nouveau-Brunswick a importé près de 3 TWh d'électricité du Québec en 2000. Il existe aussi des échanges de faible ampleur entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse.

Les exportations d'électricité vers les États-Unis sont en hausse depuis 1994, atteignant environ 4,4 TWh en 2000. Fort d'une marge de réserve adéquate, d'une interconnexion directe avec Hydro-Québec qui offre de l'électricité à faible coût, et de la proximité des marchés concurrentiels de la Nouvelle-Angleterre, le Nouveau-Brunswick semble en bonne position stratégique pour jouer un rôle accru sur le marché d'exportation.

Les revenus d'exportation ont augmenté au cours des deux dernières années en raison de la hausse des prix de l'électricité dans certains marchés où l'offre est serrée. En 1999, les exportations vers les États du Nord-Est ont représenté environ 18 % du total des revenus d'Énergie NB.

4.8.4 Structure du marché et réglementation

Énergie NB est un service public à intégration verticale, mais fonctionnellement dégroupé. C'est également le fournisseur d'électricité dominant de la province (94 % de la demande totale en 1999), qui sert plus de 300 000 clients, y compris deux municipalités.

Les tarifs d'électricité et les activités d'Énergie NB sont réglementés par un organisme provincial, la Commission des entreprises de service public (CESP). Les décisions de la CESP sont généralement soumises au cabinet provincial, qui peut renverser une décision de l'organisme. À titre de société d'État, Énergie NB relève du gouvernement provincial par l'entremise de son président. Un comité bipartite des corporations de la Couronne examine également tous les ans les tarifs et les activités des entreprises de service public.

Énergie NB doit soumettre une demande à la CESP avant d'entreprendre la construction d'installations de production d'envergure. La CESP doit tenir des audiences publiques et faire des recommandations au Cabinet provincial.

Le marché de l'électricité et les structures de réglementation du Nouveau-Brunswick pourraient connaître d'importants changements d'ici quelques années par suite des initiatives clés énoncées dans le Livre blanc sur la politique énergétique publié en janvier 2001. Le livre blanc établit, entre autres choses, un plan détaillé de restructuration du secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick en vertu duquel le gouvernement :

- instaurera la concurrence dans le marché de gros en permettant aux entreprises de distribution d'électricité et aux grands clients industriels de se procurer de l'énergie sur un marché concurrentiel d'ici avril 2003;
- permettra la production hors service public;
- surveillera régulièrement les conditions du marché avant de décider s'il permettra une pleine concurrence dans le marché de détail;
- créera un comité de conception du marché ayant pour mandat d'examiner l'évolution du marché de l'électricité, notamment sa structure et ses règles, et de faire des recommandations au gouvernement provincial d'ici avril 2002.

Le livre blanc élargit sensiblement le rôle de la CESP, qui sera habilitée à approuver les offres de services standard et les droits de sortie ainsi qu'à réglementer un tarif de transport à libre-accès. En outre, la CESP aura le pouvoir de surveiller la compétitivité du marché de gros et la question de la domination du marché. La Commission devra adopter une réglementation douce, axée sur le rendement, et s'orienter vers l'élimination de l'interfinancement parmi les différentes catégories de clients.

4.8.5 *Prix de l'électricité*

Les tarifs d'Énergie NB sont réglementés par la CESP. En vertu du régime de réglementation actuel, Énergie NB est autorisée à accroître ses besoins en recettes jusqu'à 3 % par année ou jusqu'au taux d'inflation si ce taux est supérieur à 3 %, sans avoir à déposer une requête formelle auprès de la CESP.

Énergie NB offre plusieurs catégories de service dans une structure axée autour des secteurs résidentiel, service général et industriel. Depuis avril 2000, les tarifs résidentiels incluent des frais de service fixes de 15,79 $ par mois dans les régions urbaines (17,30 $ par mois dans les régions rurales), plus des frais d'énergie de 7,56 cents/kWh pour les 1 000 premiers kWh et de 5,69 cents/kWh pour la consommation qui excède 1 000 kWh. Des tarifs en tranches décroissantes, qui comportent des rabais fondés sur la consommation, s'appliquent également aux autres catégories de service.

Les villes d'Edmundston et de Saint John sont alimentées par des services publics locaux qui paient à Énergie NB un tarif de gros moyen de 6,25 cents/kWh. Les tarifs de détail à Edmundston sont les mêmes que ceux d'Énergie NB, tandis que les tarifs à Saint John sont inférieurs en raison d'une plus forte densité de population et d'une concentration de la clientèle au service général.

La structure tarifaire actuelle comporte un interfinancement entre les différentes catégories de clients. Comme dans beaucoup d'autres administrations, les clients résidentiels profitent du fait que leurs tarifs ne couvrent pas en entier le coût du service, tandis que les tarifs du service général sont supérieurs au coût du service. Cette situation est sans doute appelée à changer, car la province a demandé à Énergie NB d'éliminer progressivement l'interfinancement.

4.8.6 *Résumé*

La diversité de la base de production et les revenus d'exportation ont contribué à maintenir les prix de l'électricité à des niveaux relativement bas et stables au Nouveau-Brunswick. La disponibilité du gaz naturel de l'île de Sable offre des possibilités et défis nouveaux, notamment pour les fournisseurs d'électricité de la province. Selon le Livre blanc sur la politique énergétique, le marché de l'électricité de la province devrait progressivement s'ouvrir à la concurrence d'ici 2003. Un défi crucial pour les intervenants sera de maintenir la stabilité des prix durant la période de transition et par la suite.

4.9 Île-du-Prince-Édouard

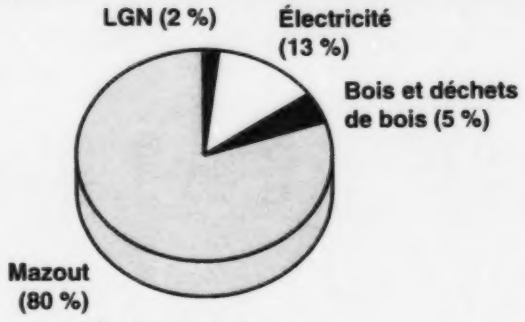
Privée de source d'énergie sur place, la province de l'Île-du-Prince-Édouard, depuis son interconnexion avec le Nouveau-Brunswick en 1977, importe toute l'électricité dont elle a besoin. En conséquence, l'Île-du-Prince-Édouard dépend presque exclusivement des sources de production du Nouveau-Brunswick pour l'électricité dont elle a besoin.

4.9.1 *Demande*

La demande d'énergie à l'Île-du-Prince-Édouard est la plus faible de toutes les provinces du Canada. L'électricité représente à elle seule environ 13 % de la demande finale d'énergie dans la province (figure 4.9.1). Le mazout correspond à 80 % de la demande et les 7 % restants proviennent d'autres combustibles.

FIGURE 4.9.1

Demande finale d'énergie par combustible, Île-du-Prince-Édouard, 1998



Source : ONÉ, Statistique Canada

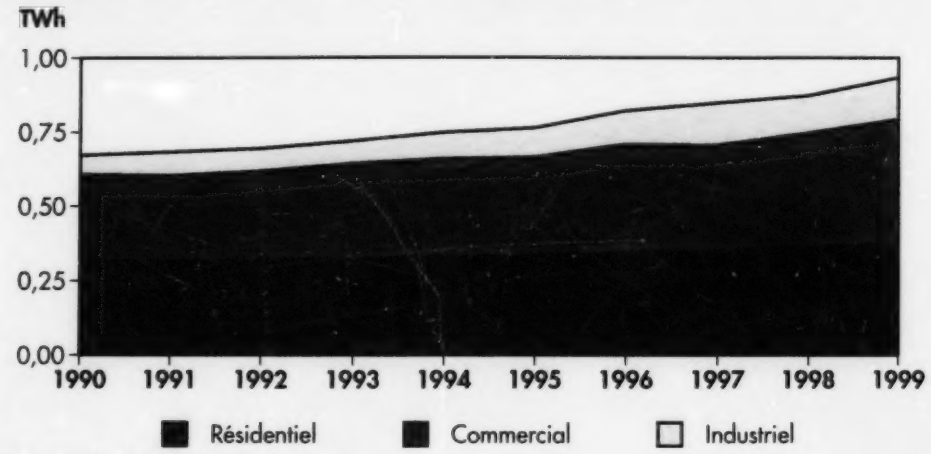
En raison principalement de la croissance économique, ces dernières années, la demande globale d'électricité dans la province s'est accrue dans une fourchette de 2 % à 3 % par an, les taux de croissance les plus forts ayant été enregistrés dans le secteur industriel (figure 4.9.2). En 1999, la demande a atteint près d'un TWh. Le secteur commercial et le secteur résidentiel représentent respectivement 45 % et 40 % de la demande totale, les 15 % restants correspondant au secteur industriel.

4.9.2 *Production d'électricité*

Maritime Electric Company Limited (MECL) est le principal fournisseur d'électricité dans la province. La ville de Summerside a un service public municipal doté d'une centrale au diesel, mais elle achète à MECL la presque totalité de l'électricité dont elle a besoin. MECL produit dans ses deux centrales au mazout installées dans l'île environ 1 % de l'électricité consommée dans la province dans l'année (figure 4.9.3). Le gouvernement provincial et des représentants de l'industrie étudient la possibilité d'obtenir le service de gaz naturel dans l'île, pour diversifier davantage la production d'électricité dans cette province.

FIGURE 4.9.2

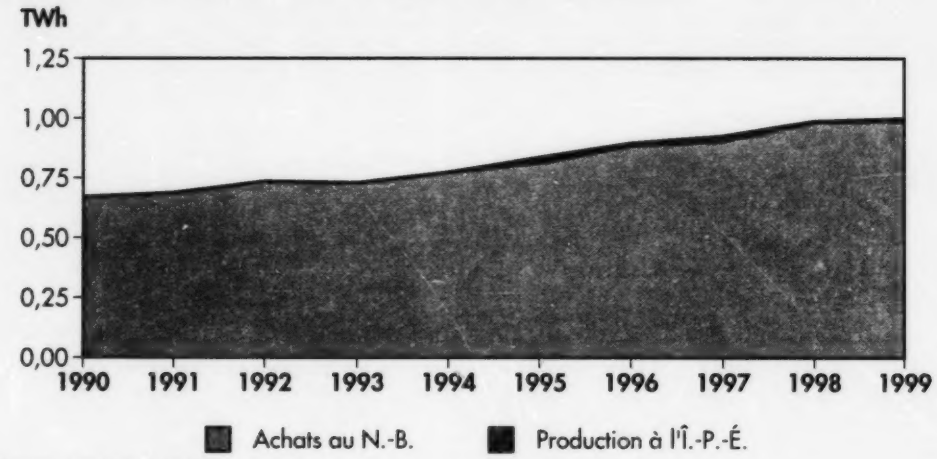
Demande d'électricité par secteur, Île-du-Prince-Édouard



Source : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 4.9.3

Approvisionnement en électricité, Île-du-Prince-Édouard



Source : Statistique Canada

4.9.3 *Commerce*

Presque toute la demande d'électricité de la province est satisfaite avec l'électricité importée du Nouveau-Brunswick (figure 4.9.3), aux termes de plusieurs contrats à long terme conclus avec Énergie NB. L'électricité est acheminée à l'Île-du-Prince-Édouard au moyen de deux câbles sous-marins d'une capacité de transfert totale de 200 MW.

4.9.4 *Structure du marché et réglementation*

MECL est une entreprise privée membre du groupe Fortis. Elle a le monopole de l'approvisionnement en électricité et elle est assujettie à la loi intitulée *Maritime Electric Company Limited Regulation Act*. MECL est assujettie à la réglementation de la Island Regulatory and Appeals Commission.

La *Maritime Electric Company Limited Regulation Act* stipule que les tarifs de MECL ne doivent pas être supérieurs à 110 % de ceux d'Énergie NB pour des services comparables. En conséquence, les prix de l'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard sont liés aux prix pratiqués au Nouveau-Brunswick.

Avec le temps, grâce à la restructuration des marchés de l'électricité au Nouveau-Brunswick, MECL et ses clients pourraient profiter de l'accès à de nouvelles sources d'approvisionnement concurrentielles. MECL songe à se joindre à une OTR pour jouir d'un accès élargi aux réseaux de transport.

4.9.5 Prix de l'électricité

Sous le régime réglementaire en vigueur, les consommateurs d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard paient les prix d'Énergie NB majorés de 10 %. MECL a demandé de pouvoir imposer une augmentation de 4,53 %, rétroactivement au 1er janvier 2001. La demande est actuellement étudiée par l'organisme de réglementation provincial.

4.9.6 Résumé

À l'Île-du-Prince-Édouard, ces dernières années, les consommateurs d'électricité ont connu des prix stables. La demande devrait continuer de croître et la restructuration du secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick pourrait, avec le temps, dégager de nouvelles sources d'approvisionnement pour MECL et ses clients.

4.10 Nouvelle-Écosse

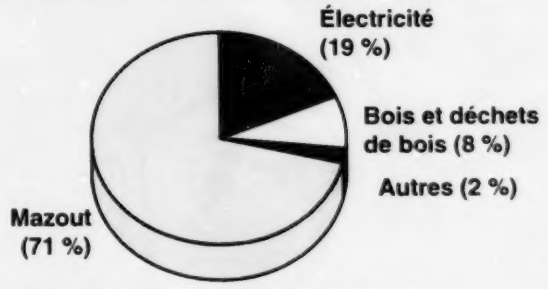
La Nouvelle-Écosse a toujours utilisé le mazout et le charbon pour produire une grande partie de l'énergie dont elle avait besoin. Ces dernières années, l'activité résultant de la mise en valeur du gaz naturel de l'île de Sable a donné lieu à une forte croissance économique dans cette province. La disponibilité du gaz naturel accroît le choix des consommateurs finals et des producteurs d'électricité.

4.10.1 Demande

En 1998, l'électricité représentait 19 % de la demande finale d'énergie de la province (figure 4.10.1). Dans les années 1990, la demande d'électricité a augmenté de 1,9 % par an, pour atteindre près de 11 Twh en 1999 (figure 4.10.2). C'est dans le secteur industriel que la croissance a été la plus forte et, ensuite, dans le secteur commercial. La croissance économique régionale devrait susciter une plus grande demande d'électricité au cours des prochaines années.

FIGURE 4.10.1

Demande finale d'énergie par combustible, Nouvelle-Écosse, 1998



Autres : GPL, éthane, charbon, coke et gaz de cokéfaction
Source : ONÉ, Statistique Canada

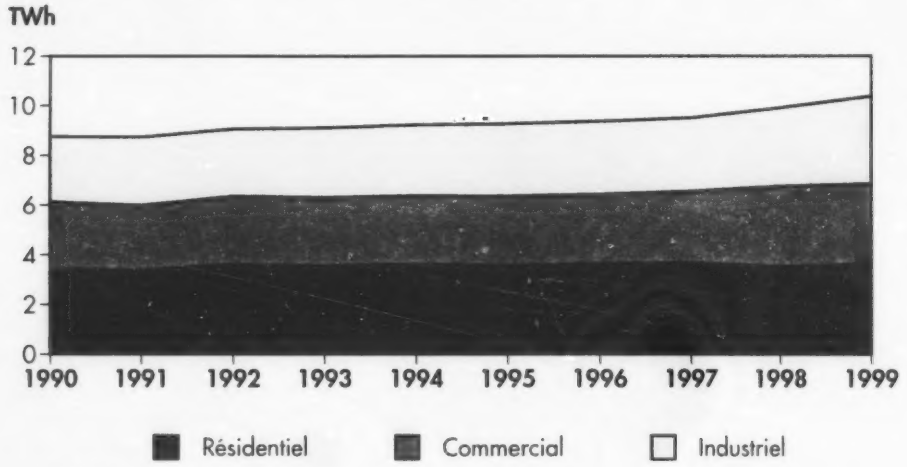
4.10.2 Production d'électricité

En Nouvelle-Écosse, la capacité de production d'électricité s'appuie principalement sur le charbon et, dans une certaine mesure, sur les ressources hydrauliques, le gaz naturel, le mazout et la biomasse (figure 4.10.3). Avec une capacité de 620 MW, la centrale de Lingan, sur l'île du Cap-Breton, est la plus grande centrale alimentée au charbon de la province. En dépit du fait que, depuis 1994, la demande a augmenté et qu'aucune nouvelle installation n'a été construite, la marge de réserve est demeurée supérieure à 20 % ces dernières années.

Depuis décembre 1999, la disponibilité du gaz de l'île de Sable en Nouvelle-Écosse a donné une nouvelle possibilité d'alimentation pour les centrales électriques de la province. La centrale au mazout

FIGURE 4.10.2

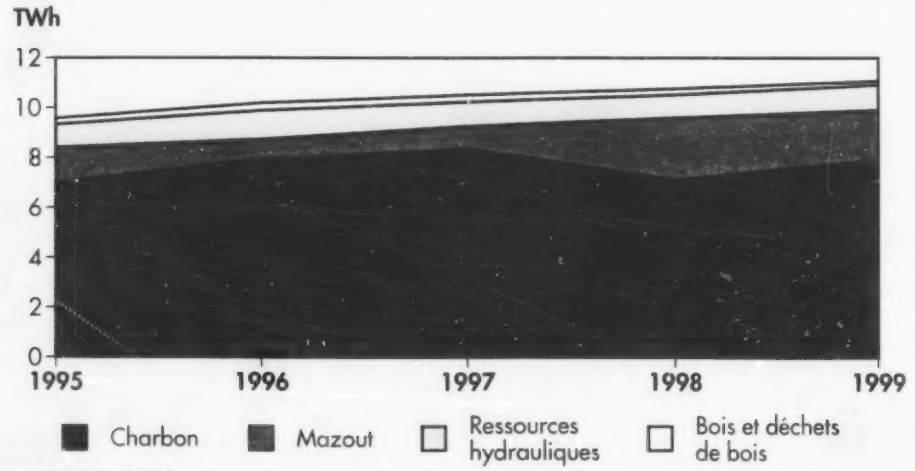
Demande d'électricité par secteur, Nouvelle-Écosse



Source : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 4.10.3

Production d'électricité par combustible, Nouvelle-Écosse



Source : Statistique Canada

de Tufts Cove a été convertie à la bi-alimentation au gaz naturel en novembre 2000. Depuis la conversion, le recours au gaz naturel a été limité en raison de la forte hausse des prix de ce produit.

La production d'électricité à partir du gaz naturel demeure une possibilité intéressante à long terme. Elle est plus efficiente au plan énergétique et demande moins de capitaux que la production à partir de charbon; elle présente également des avantages d'un point de vue environnemental. La Société de développement du Cap-Breton, qui avait toujours été le principal fournisseur de charbon, a fermé définitivement sa mine de Phalen en 1999. En conséquence, la province dépend de plus en plus du charbon importé qui, en 1999, a servi à produire environ la moitié de l'électricité dont la province avait besoin.

En Nouvelle-Écosse, de 65 % à 80 % de l'électricité est produite par des centrales au charbon. Le recours au charbon à la place du mazout peut se produire quand les prix du mazout et du gaz sont relativement élevés. À l'instar des autres services publics, Nova Scotia Power Inc. (NSPI) répartit la production en fonction des prix des combustibles, de sorte que le rapport d'utilisation charbon-autres combustibles varie dans l'année selon leur prix respectif.

La disponibilité du gaz naturel offre à la fois des défis et de nouvelles possibilités aux fournisseurs d'électricité. Le principal défi est de trouver une façon de conserver la charge d'électricité. Sempra Atlantic Gas, qui a acheté les droits de distribution du gaz dans la province en 1999, vise à faire entrer le gaz dans plusieurs secteurs, y compris le secteur résidentiel. Il est probable qu'à court terme, la récente augmentation des prix du gaz naturel ralentira, dans une certaine mesure, la pénétration du marché.

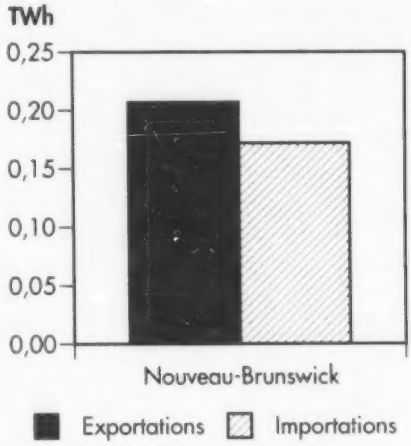
4.10.3 Commerce

Le réseau de transport d'énergie de la Nouvelle-Écosse comporte 5 400 km de lignes à haute tension. Il y a trois interconnexions entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, ce qui porte la capacité totale à 600 MW. En raison de sa situation géographique, la Nouvelle-Écosse n'a pas d'accès direct aux marchés des États-Unis.

Bien que la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick soient autosuffisants pour ce qui est de l'approvisionnement en électricité, des échanges se produisent entre les deux provinces lorsque cela est avantageux pour les deux parties. De façon générale, durant les dix dernières années, la Nouvelle-Écosse a été un importateur net d'électricité du Nouveau-Brunswick. En 2000, cependant, les exportations ont été supérieures aux importations (figure 4.10.4).

FIGURE 4.10.4

Commerce d'électricité, Nouvelle-Écosse, 2000



Source : ONÉ, Statistique Canada

4.10.4 Structure du marché et réglementation

Les marchés d'électricité de la Nouvelle-Écosse sont essentiellement desservis par un service public à intégration verticale, NSPI, filiale en propriété exclusive d'EMERA, entreprise privée qui commercialise des produits pétroliers et détient une participation de 12,5 % dans Maritimes and Northeast Pipeline. NSPI possède 97 % des actifs servant à la production, 99 % des actifs servant au transport d'énergie et 95 % des actifs liés à la distribution dans la province.

NSPI est régie par la Nova Scotia Utility and Review Board (UARB), conformément aux dispositions de la loi intitulée *Public Utilities Act* de la province. L'UARB est l'instance suprême en ce qui a trait à la tarification de l'électricité produite par NSPI et aux plans d'expansion de celle-ci.

En application de la réglementation en vigueur, basée sur le coût du service, les tarifs d'électricité sont établis en fonction des besoins en recettes. Pour ce qui est du recouvrement des coûts, pour chaque catégorie de clients, l'entité de service public doit viser une fourchette de 95 % à 105 % du coût. Le taux de rendement des actifs est également réglementé.

En réponse à la concurrence pouvant venir du gaz naturel, l'UARB a approuvé,en 2000, un nouveau programme de rabais de fidélité pour NSPI.

La tarification au compteur horaire est aussi disponible pour les systèmes de chauffage résidentiels. Dernièrement, NSPI a demandé à l'UARB que le processus d'approbation soit simplifié et que de nouvelles combinaisons de solutions énergétiques soient offertes, y compris des régimes de tarification au compteur horaire flexibles. Ces programmes sont des pas importants faits par NSPI en vue d'accroître la valeur du service fourni à la clientèle. Les rabais de fidélité sont un moyen important de favoriser la stabilité des prix. Dans le cadre réglementaire actuel, des pertes de charge se solderaient par une diminution du nombre des clients se partageant le coût du service et les tarifs risqueraient donc de monter.

La Nouvelle-Écosse a adopté dernièrement une nouvelle stratégie dont l'application doit se terminer avant la fin de 2001. Celle-ci envisage la restructuration du secteur de l'électricité.

4.10.5 Prix de l'électricité

En Nouvelle-Écosse, les prix de l'électricité sont relativement élevés, mais comparables à ceux d'autres régions des provinces de l'Atlantique. Cela est dû à une grande dépendance de la production vis-à-vis du charbon local relativement cher (les prix du charbon dans la région de l'Atlantique sont environ trois fois plus élevés que dans l'Ouest canadien), du charbon importé et du mazout lourd.

Selon la structure tarifaire actuelle, approuvée par l'UARB, les clients du secteur résidentiel paient des frais fixes de 10,50 $ par mois, auxquels s'ajoutent des frais d'énergie de l'ordre de 8,35 cents/kWh. Cela donne un prix moyen d'environ 10 cents/kWh, en incluant les taxes de vente. De 50 % à 60 % des frais d'énergie vont à la production et le reste est réparti à parts presque égales entre le transport d'énergie et la distribution. À l'intérieur de chaque catégorie, les tarifs sont les mêmes dans toute la province; ils n'ont pas été modifiés depuis 1996 et devraient rester stables tout au long de 2001.

Les tarifs reflètent un certain interfinancement qui se fait principalement au profit des clients du secteur résidentiel. NSPI est le seul service public de la région de l'Atlantique offrant une tarification au compteur horaire à ses abonnés, leur proposant ainsi des solutions pour réduire leurs frais d'électricité.

4.10.6 Résumé

La Nouvelle-Écosse est autosuffisante au chapitre de l'approvisionnement en électricité. La disponibilité du gaz naturel de l'île de Sable offre des possibilités pour diversifier les modes de production tout en favorisant une plus grande efficience énergétique. Les tarifs d'électricité dans la province reflètent le coût relativement élevé des combustibles servant à la production. NSPI a pris des mesures pour offrir un plus vaste choix et des options de tarification à ses abonnés. Le marché de l'électricité de la Nouvelle-Écosse n'est pas étroitement lié à d'autres marchés; la province envisage de le restructurer.

4.11 Terre-Neuve et Labrador

La province de Terre-Neuve et du Labrador, qui est dans la région Atlantique celle qui produit et exporte le plus d'électricité, a connu ces dernières années une croissance exceptionnelle de son produit intérieur brut (PIB) en raison essentiellement de l'exploitation de ses ressources pétrolières en mer. Cette situation a relancé la croissance de la demande d'électricité, quoiqu'à un rythme moindre que par le passé.

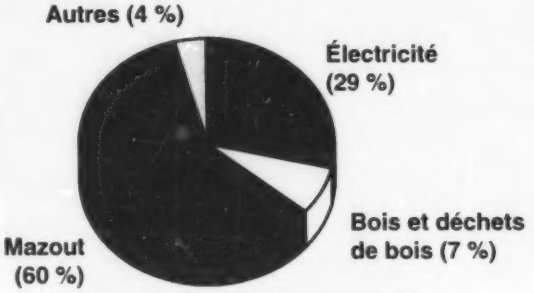
4.11.1 Demande

En 1998, l'électricité représentait 29 % de la demande finale d'énergie dans la province (figure 4.11.1). En 1999, la demande globale d'électricité atteignait presque 10 TWh, dont la moitié environ correspondait au secteur industriel.

L'île de Terre-Neuve (l'Île) totalise 75 % environ de la demande totale d'électricité de la province, les 25 % restants étant consommés par le Labrador. Sur l'Île, la moitié environ des résidences sont chauffées à l'électricité, 35 % le sont au mazout et les 15 % restantes sont chauffées au bois. Bien qu'il puisse y avoir quelque variation selon le secteur (figure 4.11.2), au cours des prochaines années, la croissance annuelle de la charge dans l'Île devrait être d'environ 1 %.

FIGURE 4.11.1

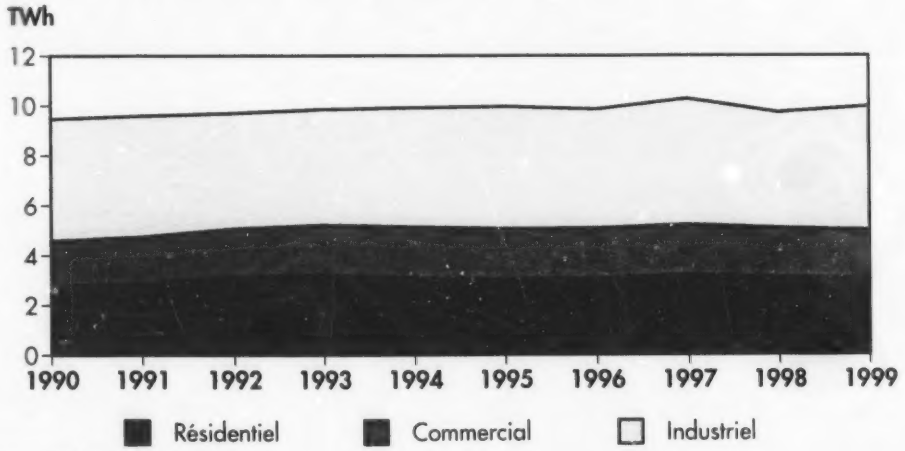
Demande finale d'énergie par combustible, Terre-Neuve, 1998



Autres : GPL, éthane, charbon, coke et gaz de cokéfaction
Source : ONÉ, Statistique Canada

FIGURE 4.11.2

Demande d'électricité par secteur, Terre-Neuve



Source : ONÉ, Statistique Canada

4.11.2 Production d'électricité

Quelque 75 % de la capacité de production globale de la province sont installés au Labrador, principalement à Churchill Falls (5 428 MW). Sur l'Île, la capacité est de plus de 1 800 MW, 64 % provenant de centrales hydroélectriques et 36 % de centrales thermiques. En 2003, trois nouveaux projets devraient ajouter 87 MW au réseau interconnecté de l'Île.

Terre-Neuve et le Labrador totalisent approximativement 60 % de la production globale d'électricité de la région Atlantique. Au Labrador, l'électricité est produite essentiellement par des centrales hydroélectriques (figure 4.11.3), sauf dans un certain nombre de collectivités isolées de la région côtière où elle est produite avec du diesel.

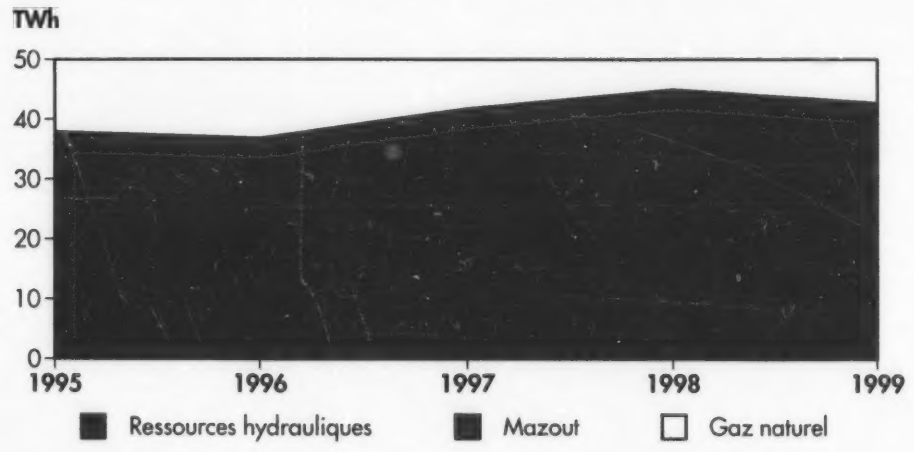
Dans l'Île, la production d'électricité provient de centrales hydroélectriques et de centrales au mazout. En raison de son coût relativement élevé, la production thermique est habituellement utilisée pour faire face à la demande de pointe occasionnée par le chauffage en hiver. De l'électricité est également produite, dans une certaine mesure, par d'autres sources que les services publics, surtout par les deux entreprises de pâtes et papiers. Tout comme au Labrador, l'électricité fournie aux consommateurs vivant dans les régions rurales isolées est produite à partir de diesel.

4.11.3 Commerce

Aux termes du contrat d'énergie conclu en 1969, la province achemine au Québec la plus grande partie de l'électricité produite à Churchill Falls. En 2000, ces approvisionnements ont totalisé environ 32 TWh, ce qui représente de loin le plus gros volume d'acheminement interprovincial annuel au Canada. Les récentes ententes signées avec Hydro-Québec concernant la vente de 130 MW de puissance interruptible, aux termes du contrat d'énergie, et concernant la vente de 682 MW, aux termes d'un contrat de garantie de disponibilité de puissance additionnelle en hiver, ont eu des répercussions avantageuses sur les recettes tirées par Newfoundland & Labrador Hydro de ventes hors de la province.

FIGURE 4.11.3

Production d'électricité par combustible, Terre-Neuve



Source : Statistique Canada

La province a deux réseaux de transport d'énergie distincts. Au Labrador, le réseau est interconnecté au réseau d'Amérique du Nord, en passant par le Québec, via trois circuits de 735 kV, pour une puissance garantie totale d'environ 5 500 MW. Sur l'Île, le réseau de transport d'énergie, qui n'est pas connecté au réseau de l'Amérique du Nord, est un des plus grands réseaux isolés du continent.

4.11.4 *Structure du marché et réglementation*

À Terre-Neuve et au Labrador, les marchés de l'électricité sont desservis par deux services publics réglementés. La société d'État Newfoundland & Labrador Hydro (HYDRO) possède et exploite la majorité des centrales et des lignes de transmission à haute tension de la province. HYDRO distribue également l'électricité dans un certain nombre de régions rurales de l'Île, ainsi qu'à tous les clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel du Labrador.

Newfoundland Power, entreprise appartenant à des intérêts privés (propriété exclusive de Fortis Inc.), dessert environ 90 % du marché de détail de l'Île. L'entreprise achète d'HYDRO 90 % de l'électricité dont elle a besoin et produit elle-même les 10 % restants. Le secteur résidentiel lui procure environ 60 % de ses recettes d'exploitation, en raison principalement de l'utilisation très répandue du chauffage individuel à l'électricité sur l'Île.

En vertu de la loi intitulée *Public Utilities Act*, HYDRO et Newfoundland Power sont assujettis à la réglementation de la régie des services publics, Board of Commissioners of Public Utilities (PUB), pour ce qui est de la tarification de l'électricité, des budgets d'immobilisations et de la construction de nouvelles installations. La loi prévoit que la tarification doit être établie en fonction du coût du service. Le Cabinet provincial a le pouvoir de donner des directives exécutoires à la PUB concernant les politiques et les procédures relatives aux structures tarifaires des services publics. En 1998, afin de réduire la fréquence des audiences sur les tarifs, la PUB a approuvé une formule utilisée pour rajuster les tarifs de Newfoundland Power de façon permanente. Ces ajustements sont basés sur les variations à long terme du rendement des obligations du Canada.

Un mécanisme de stabilisation des tarifs permet de réduire les importantes variations annuelles des tarifs d'électricité pouvant résulter des fluctuations du coût du mazout utilisé par la grande centrale thermique d'HYDRO, des niveaux des précipitations qui ont une incidence sur la production des centrales hydroélectriques et de la charge. Le mécanisme de stabilisation des tarifs prévoit annuellement l'amortissement continu sur trois ans de l'encours de crédit ou du solde débiteur du fonds de stabilisation.

Le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador a entrepris la révision de ses politiques relatives à la structure, à la réglementation et à la fixation des prix pour le secteur de l'électricité.

4.11. 5 *Prix de l'électricité*

À Terre-Neuve, les tarifs d'électricité sont généralement comparables à ceux des autres régions de l'Atlantique. Sur l'Île, les clients résidentiel interconnectés paient actuellement des frais fixes de 16,31 $ par mois, auxquels s'ajoutent des frais variables de l'ordre de 6,77 cents/kWh, soit un taux réel moyen d'environ 9 cents/kWh si l'on inclut la taxe de vente harmonisée. Les clients des secteurs commercial et industriel paient des frais de puissance et des frais d'énergie, et peuvent bénéficier d'un taux dégressif sur le volume. Dans les régions isolées, les tarifs sont les mêmes pour la première tranche de 700 kWh par mois; au-dessus de cette tranche, ils augmentent. Au Labrador, les prix de l'électricité fournie par le réseau interconnecté sont moins élevés que les tarifs correspondants de l'Île et ils varient selon les endroits, tandis que dans les régions rurales isolées, la structure tarifaire est la même que pour les clients des régions rurales isolées de l'Île.

Le tarif de services publics d'HYDRO (taux payé par Newfoundland Power) est actuellement de 4,53 cents/kWh. Selon les estimations, environ 55 % de la facture des clients résidentiels correspondent aux coûts de production, les coûts de transport et de distribution représentant respectivement 15 % et 30 %. Le coût de distribution relativement élevé s'explique par la faible densité de population de la province. Depuis le 1er janvier 2000, les clients industriels d'HYDRO n'ont plus à contribuer au subventionnement des clients des régions rurales isolées. Pour mettre fin aux tarifs provisoires appliqués pendant la transition, HYDRO présentera en mai 2001 une demande pour pouvoir appliquer un taux général (pour la première fois depuis 1992).

L'utilisation de la formule d'ajustement en fonction du coût du service mentionnée plus haut, appliquée chaque année en novembre pour établir les tarifs de Newfoundland Power pour l'année suivante, a conduit à une augmentation de 1,1 %, en 1999, et de 0,7 %, en 2000; en 2001, les tarifs n'ont pas bougé.

4.11. 6 Résumé

La province de Terre-Neuve et du Labrador est le plus important producteur d'électricité parmi les provinces de l'Atlantique. Son principal établissement de production, la centrale hydroélectrique de Churchill Falls, est située au Labrador, tandis que la majorité des grands centres de distribution sont sur l'Île. Les mécanismes de stabilisation des tarifs ont contribué à stabiliser les tarifs ces dernières années et l'interfinancement des tarifs est en voie de réduction.

OBSERVATIONS

En Amérique du Nord, le secteur de l'électricité a connu des changements considérables du fait que nombre de régions ont ouvert les activités de production à la concurrence et donné un accès à leurs marchés de gros et, dans une certaine mesure, à leurs marchés de détail. Cependant, le niveau de restructuration varie selon la région et l'ampleur qui lui sera donnée est incertaine. La principale préoccupation est l'effet qu'une restructuration pourrait avoir sur les prix de l'électricité. L'instabilité des prix du pétrole et, en particulier, de ceux du gaz naturel est également à l'origine d'une certaine incertitude en ce qui a trait aux prix de l'électricité du fait que le gaz naturel est de plus en plus utilisé pour produire de l'électricité. Face à ces sujets de préoccupation, le présent rapport porte sur une analyse détaillée des marchés de l'électricité au Canada, analyse qui a conduit aux observations suivantes.

Approvisionnement en électricité

Dans l'ensemble, les marchés de l'électricité au Canada semblent bien approvisionnés. L'Alberta a connu des périodes où l'approvisionnement était relativement serré, notamment durant les périodes de pointe. Cependant, selon les annonces faites dernièrement, il semble que les promoteurs de centrales électriques envisagent d'accroître les approvisionnements d'ici un à cinq ans.

À quelques exceptions notables près, à court terme, les nouvelles centrales électriques au Canada devraient être alimentées au gaz naturel. La majorité de ces projets ont été planifiés avant la récente escalade des prix du gaz naturel. Si ces prix élevés devaient persister, le choix du mode de production d'électricité pourrait être changé. Au cours des derniers mois, des projets de construction de nouvelles centrales alimentées au charbon ont été annoncés en Alberta, la province disposant d'abondants gisements de charbon exploitables à peu de frais. En raison de l'élévation des prix, le recours à l'énergie éolienne et à d'autres technologies d'énergie renouvelable tend à devenir envisageable.

De par leur nature, les centrales alimentées au gaz naturel peuvent être construites plus près des centres de distribution. Bien que ce ne soit pas l'objet du présent rapport, cet aspect pourrait avoir une certaine importance dans les provinces où les centrales au charbon et les centrales hydrauliques existantes sont loin des marchés, nécessitant la construction d'installations de transport d'énergie (p.ex., en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba et au Québec). Un autre facteur à prendre en considération est l'évolution de la tendance en faveur d'une production dispersée, c'est-à-dire qu'en produisant l'énergie directement dans l'usine consommatrice, par exemple, on réduit le besoin de lignes de transport sur de longues distances et d'installations de distribution.

Convergence

La convergence des marchés du gaz naturel et de l'électricité est le résultat de l'utilisation accrue du gaz naturel pour produire de l'électricité. Une conséquence importante est le fait que les prix du gaz

naturel et de l'électricité sont devenus plus étroitement liés. La convergence est démontrée par un certain nombre de tendances récentes : l'incidence des prix élevés du gaz naturel partout aux États-Unis sur les revenus globaux tirés par le Canada de l'exportation d'électricité; l'incidence du prix du gaz naturel sur les prix de l'électricité du Power Pool of Alberta; la demande d'électricité en Californie devenant un facteur des prix relativement élevés pour les exportations de gaz naturel de la Colombie-Britannique.

Rôle des exportations d'électricité et intégration des marchés

Un certain nombre de provinces ont des surplus d'énergie pouvant être exportés; le Canada continue d'être un exportateur net d'électricité. En l'an 2000, les exportations représentaient environ 9 % de la production intérieure.

Un certain nombre d'organisations canadiennes ont obtenu de la FERC le statut de négociant en gros grâce à l'observation de la règle de réciprocité imposée par la FERC (ordonnance 888) en matière d'accès. Pour faciliter davantage l'accès aux marchés américains pour les exportateurs canadiens et l'accès aux approvisionnements américains pour les Canadiens, dans plusieurs provinces, les entreprises de transport d'énergie étudient la possibilité de faire partie d'une organisation de transport régionale (OTR). En regroupant les activités d'un certain nombre de réseaux de transport d'énergie au sein d'un seul organisme chargé de fixer une tarification normative, les OTR favorisent le libre-accès à ces réseaux. Les organisations canadiennes ne sont pas assujetties à la réglementation de la FERC; toutefois, compte tenu de l'intégration des réseaux de transport d'énergie en Amérique du Nord, il apparaît avantageux pour tous les intervenants du marché que les organisations canadiennes fassent partie d'une OTR, dans la mesure où l'on adopte les méthodes voulues pour garantir un contrôle mixte des OTR chevauchant les deux pays.

En ce qui a trait au sens des échanges, la constitution d'OTR pourrait accroître le commerce nord-sud et favoriser une plus grande intégration des marchés américains et canadiens de l'électricité. Dans la mesure où le Canada pourra préserver sa compétitivité, il pourrait en résulter des hausses des revenus tirés de l'exportation. L'intégration des marchés pourrait également donner lieu à des pressions à la hausse sur les prix dans certaines provinces.

Bien que l'intégration des marchés peut être facilitée par l'accès aux réseaux de transport d'énergie existants (ce qui est l'objectif visé avec la création des OTR), la persistance des écarts de prix entre les régions ayant des marchés de gros concurrentiels peut être l'indication d'un besoin de nouvelles installations pour le transport de l'énergie.

Restructuration des marchés de l'électricité

La séparation des services de production, de transport et de distribution se réalise à un rythme variable selon les régions du pays. L'Alberta a terminé la mise en oeuvre de son programme quinquennal, offrant l'accès intégral à son marché de détail à compter du 1er janvier 2001, l'accès à son marché de gros ayant été ouvert à compter du 1er janvier 1996. L'Ontario prévoit mettre en oeuvre l'accès intégral au marché de détail en mai 2002.

Pour le moment, dans les autres provinces, il n'y a pas de plans définitifs visant à permettre le plein accès au marché de détail et ce, pour des raisons qui varient selon la province. Dans bon nombre de provinces, il semble que, du fait que les prix sont relativement bas et stables depuis longtemps et qu'il est probable que la situation se maintiendra à court terme, il y a peu d'incitation à abandonner le régime de réglementation en vigueur. Cependant, actuellement, certaines provinces donnent, ou

prévoient donner, un plein accès à leur marché de gros. La principale motivation possible semble être la nécessité de satisfaire à la règle de réciprocité énoncée dans l'ordonnance 888 de la FERC.

Les deux principaux objectifs d'une restructuration sont les bas prix et la possibilité d'offrir un choix aux clients. Une concurrence accrue pourrait sans doute faire baisser les prix. Cependant, l'accroissement du risque dû au fait de fonctionner dans un marché de concurrence, plutôt que dans un marché réglementé, peut aussi entraîner des coûts plus élevés. Un exemple serait l'augmentation des coûts d'investissement des fournisseurs d'électricité. La question de savoir si la restructuration aboutira à une hausse ou à une baisse des prix suscite tout un débat. Or, il est clair que, quelle que soit la région, le contenu du programme de restructuration de même que la situation de l'offre et de la demande seront d'importants facteurs qu'il faudra prendre en considération au moment d'évaluer le résultat possible.

Prix de l'électricité

La volatilité des prix de l'énergie ne signifie pas nécessairement que les prix de l'électricité sont aussi volatiles. Dans toutes les provinces, sauf en Alberta depuis quelque temps, les prix de détail ont été généralement stables ou ont subi des hausses relativement faibles au cours des dernières années. Cette stabilité est due en bonne partie aux régimes de réglementation provinciaux qui fixent les prix en fonction des coûts et aussi, dans un certain nombre de provinces, à l'application d'un gel des prix. Les prix ont tendance à être moins élevés dans les provinces comme le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique qui produisent la plus large part de leur électricité à partir de ressources hydrauliques. Une comparaison avec les prix de l'électricité pour le secteur résidentiel dans d'autres pays montre qu'au Canada, les prix sont parmi les plus bas des pays industrialisés.

Maintenir la fixation des prix de l'électricité en fonction des coûts réglementés serait en contradiction avec la fixation des prix des autres types d'énergie, qui est basée sur les cours des marchés intérieurs et internationaux. Dans la mesure où il y a un écart entre le coût réglementé et la valeur au marché de l'électricité, telle que mesurée, par exemple, d'après les prix des combustibles concurrents sur le même marché ou les prix de l'électricité sur des marchés voisins, les consommateurs et les producteurs d'électricité risquent de ne pas recevoir des signaux appropriés pour prendre des décisions. Un prix réglementé, qui est fixé en dessous de la valeur du marché, peut entraîner une consommation indûment élevée et (ou) une production insuffisante, alors qu'un prix fixé à un niveau supérieur à la valeur du marché aurait l'effet inverse.

La dépendance croissante vis-à-vis du jeu du marché observée dans d'autres secteurs de l'économie et dans d'autres marchés d'électricité en Amérique du Nord incite les provinces canadiennes à envisager l'adoption de structures basées sur le marché. Cependant, les bas prix de l'électricité fournie (principalement par des services publics appartenant aux provinces) selon la structure traditionnelle et l'expérience récente de la volatilité des prix en Californie ont conduit la plupart des provinces à faire preuve de beaucoup de réserve pour ce qui est d'élaborer des plans de restructuration détaillés.

GLOSSAIRE

Accès au marché de détail	Possibilité pour les fournisseurs de vendre de l'énergie, dont l'énergie électrique, directement aux consommateurs dans un marché concurrentiel. Synonyme d'accès direct.
Accès au marché de gros	Possibilité pour un distributeur d'acheter de l'électricité en gros à une variété de producteurs pour la revendre au détail.
Biomasse	Matières organiques, telles que le bois, les résidus de récolte, les ordures ménagères, les déchets de bois et la liqueur de pâte, utilisées à des fins de production d'énergie.
Capacité	Quantité maximale de puissance qu'un appareil peut produire, utiliser ou transférer, habituellement exprimée en mégawatts.
Centrale de cogénération	Installation qui produit de l'électricité et une autre source d'énergie thermique utile, telle que de la chaleur ou de la vapeur.
Centrale fil de l'eau	Centrale hydroélectrique dont la production dépend principalement du débit d'un cours d'eau tel qu'il se présente, contrairement à une installation disposant d'un ouvrage pour la retenue d'eau d'une saison à l'autre. Certaines installations fil de l'eau disposent d'une capacité de stockage limitée qui leur permet de régulariser le débit sur une base quotidienne ou hebdomadaire.
Charge de pointe	Charge maximale consommée ou produite par une unité ou un groupe d'unités durant une période donnée.
Contrat bilatéral	Entente commerciale conclue à titre privé entre un fournisseur, qui n'est pas nécessairement un producteur, et un client. Toutes les modalités peuvent être négociées, que ce soit le prix, la quantité, la source, le point de livraison et la période de consommation de l'énergie. En pratique, la plupart des contrats bilatéraux sont inspirés d'un modèle standard.
Convergence	Maximisation de la valeur des occasions de commercialisation, d'échanges et d'arbitrage par l'optimisation de la capacité de conversion d'énergie d'une ressource en une autre, notamment le gaz naturel en électricité.
Courant alternatif (CA)	Courant électrique périodique bidirectionnel dont l'intensité moyenne est nulle. La quasi-totalité des services publics d'électricité produisent de l'électricité sous forme de courant alternatif parce qu'il est facile de varier ses valeurs d'intensité.

Courant continu (CC)	Courant unidirectionnel constant ou sensiblement constant.
Courant continu à haute tension	Courant employé pour améliorer le transport d'électricité sur de longues distances. Les pertes de courant continu à haute tension sont beaucoup moins considérables sur de longues distances que les pertes de courant alternatif.
Coût du service	Facteur du processus de réglementation suivant lequel l'organisme de réglementation établit les tarifs à un niveau qui permet de recouvrer les dépenses d'exploitation et de réaliser un taux de rendement raisonnable sur les investissements dans l'entreprise. Synonyme de réglementation du coût de rendement.
Coût marginal	Coût associé à la production d'une unité de production supplémentaire.
Coûts non recouvrables	Coûts d'un actif « dessaisi » qui ne peuvent être récupérés à même les prix pratiqués sur le marché. Dans le contexte de la concurrence dans le secteur de l'électricité, les actifs dessaisis d'un service public sont ceux qui ne seraient plus rentables dans un marché concurrentiel.
Cycle simple	Se dit d'une turbine au gaz naturel (ou autre combustible) qui entraîne un turbo-générateur pour produire de l'électricité.
Dégroupement	Séparation des fonctions verticalement intégrées des services publics en services distincts : production, transport, distribution et énergie.
Distribution	Transfert de l'électricité au consommateur à partir du réseau de transport.
Diversité	Écart de demande de pointe quotidienne ou saisonnière d'une région à l'autre. Au Canada, la demande de pointe survient normalement en hiver, tandis qu'elle se produit en été dans certaines régions des États-Unis. La diversité peut constituer un critère de négociation des échanges (voir « Retenue d'énergie »).
Domination du marché	Possibilité pour un producteur de décider par lui-même du prix à demander, sans avoir à supporter la concurrence d'autres fournisseurs.
Énergie d'économie	Énergie vendue par un réseau électrique à un autre de façon à ce que l'acheteur réalise des économies sur le coût de sa propre production quand sa capacité de production est suffisante pour alimenter ses propres charges.
Énergie verte	Énergie électrique dont la production est considérée comme écologiquement moins nuisible que la plupart des formes de production traditionnelles; elle est généralement produite en conformité avec des normes gouvernementales ou réglementaires, à partir de sources telles que l'énergie éolienne ou hydroélectrique, les gaz d'enfouissement et l'énergie solaire.

Fixation du prix en fonction du coût moyen	Mécanisme d'établissement du prix fondé sur le coût moyen global de production d'une unité d'énergie électrique (par mégawattheure pour la vente en gros, par kilowattheure pour la vente au détail) au cours d'une période donnée.
Gaz à effet de serre	Gaz (p. ex. le dioxyde de carbone, le méthane ou l'oxyde nitreux) qui contribue à l'effet de serre de la planète, c'est-à-dire l'échauffement des couches inférieures de l'atmosphère.
Gestion de la consommation	Mesures prises par un service public qui se traduisent par une réduction de la demande d'électricité. Elles peuvent éliminer ou retarder les nouveaux investissements de capitaux dans la production ou l'infrastructure d'approvisionnement et améliorer l'efficience globale du réseau.
Interfinancement	Condition qui résulte lorsqu'un groupe de consommateurs doit payer des prix plus élevés afin qu'un autre groupe puisse jouir de prix moindres.
Joule	Unité d'énergie correspondant au travail (déplacement d'énergie) effectué en une seconde par un courant d'un ampère à différence de potentiel d'un volt. Un watt est égal à un joule par seconde.
Kilowattheure	Unité de mesure de la consommation d'énergie électrique. Il correspond à l'énergie requise pour tenir allumée une ampoule de 100 watts durant dix heures.
Libre-accès	Accès non discriminatoire aux lignes de transport d'électricité.
Marché à terme	Marché réglementé dans lequel sont négociés des contrats normalisés de livraison d'électricité à une date postérieure.
Marché au comptant	Marché dans lequel l'achat et la vente ainsi que la livraison de marchandises réelles ou d'instruments financiers ont lieu immédiatement. S'oppose au marché à terme, dans lequel les contrats sont exécutés à une date ultérieure prédéterminée.
Marge de réserve	Capacité disponible inutilisée d'un réseau d'énergie électrique à charge de pointe, exprimée en tant que pourcentage de la capacité totale.
Monopole naturel	Situation caractérisée par des économies d'échelle suffisamment importantes pour qu'une entreprise assure de manière efficience toute l'offre nécessaire pour répondre à la demande du marché.
Organisation de transport régionale (OTR)	Groupe de propriétaires et d'utilisateurs de réseaux de transport, ainsi que d'autres entités, dont le but est de coordonner, avec l'autorisation de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), la planification (et l'extension), l'exploitation et l'utilisation efficientes, sur une base régionale (et interrégionale), de ces réseaux.

Persuasion	En l'absence de signaux de prix, ou de règles applicables, moyen pour un service public d'encourager ou de décourager un comportement de consommation en informant le consommateur des avantages rattachés au comportement souhaité.
Prix d'équilibre	Prix qui s'établit au point où la demande ne permet pas de réaliser de gains additionnels.
Production	Action de créer de l'énergie électrique par la transformation d'une autre source d'énergie; quantité d'énergie électrique produite.
Production à cycle combiné	Production d'électricité faisant appel à la fois à des turbines à combustion et à des turbines à vapeur.
Profits liés à un dessaisissement	Profits dégagés par suite d'une déréglementation. À titre d'exemple, une hausse du prix de l'électricité qui fait suite à une déréglementation représente des profits plus élevés pour le service public concerné.
Puissance garantie	Puissance ou capacité de production de puissance devant être disponible durant des périodes déterminées pour la durée d'un contrat de livraison, même lorsque les conditions sont défavorables.
Puissance interruptible	Énergie ou puissance disponible aux termes d'un contrat selon lequel les livraisons peuvent être réduites ou interrompues au gré du fournisseur.
Retenue d'énergie	Stockage d'eau dans un réservoir durant les périodes creuses en prévision de la production en périodes de pointe.
Secteur commercial	Ensemble des établissements qui ne se livrent pas à des activités de fabrication, notamment les hôtels, les motels, les restaurants, les entreprises de gros, les magasins de détail, les établissements de santé et d'enseignement ainsi que les institutions sociales.
Secteur industriel	Se dit en général de l'ensemble des entreprises de fabrication, de construction, d'exploitation minière, d'agriculture, de pêche et de foresterie.
Secteur résidentiel	Ensemble des ménages qui consomment de l'énergie principalement pour le chauffage des locaux ou de l'eau, la climatisation, l'éclairage, la réfrigération ou la cuisson des aliments et le séchage des vêtements.
Service public	Entité qui détient et exploite un réseau électrique et à qui obligation est faite de fournir de l'électricité à tous les consommateurs finals qui en font la demande.
Service public à intégration verticale	Service public qui cumule des fonctions de production, de transport et de distribution.

Tarif	Ensemble des modalités en vertu desquelles un service ou un produit est fourni, y compris les tarifs ou frais que l'utilisateur doit payer. Le tarif est habituellement proposé par le fournisseur du service ou du produit et est assujetti à l'approbation de l'organisme ou des organismes de réglementation compétents.
Tarif de fidélité	Tarif accordé par un fournisseur d'électricité en vue de conserver un client. Ce tarif s'adresse généralement aux clients grande puissance qui, s'ils se tournaient vers un fournisseur dont le tarif est moins élevé ou vers un autre réseau, « délaisseraient » d'importants actifs de production sur le réseau hôte. En règle générale, la période durant laquelle ce tarif est accordé est suffisamment longue pour que le fournisseur soit en mesure d'absorber la production délaissée sur son réseau, soit par l'accroissement de la demande, soit par des arrangements contractuels avec d'autres fournisseurs ou clients.
Tarif de transport	Frais qui ont été autorisés pour la prestation et l'utilisation des services de transport.
Tarif (prix)	Prix d'un produit ou service. Le tarif est soit assujetti à l'approbation d'un organisme de réglementation, soit établi par les forces du marché.
Tarification au compteur horaire	Fixation du prix en fonction des périodes de la journée où l'électricité est réellement utilisée. L'électricité consommée durant les heures creuses ou lorsque la demande est faible peut donc être facturée à un prix moins élevé. L'électricité utilisée durant les heures de pointe coûte plus cher au consommateur.
Tarification au coût marginal en fonction du lieu	Établissement d'un tarif au coût marginal qui tient compte de la distance de transport à l'intérieur d'une région donnée. Dans l'idéal, l'écart de tarif représente le coût du transport sur une plus grande distance.
Tarification en temps réel	Fixation instantanée du prix en fonction du coût de l'électricité disponible au moment où elle est demandée par le client.
Transit	Transport d'électricité appartenant à un service public d'électricité par le réseau d'un autre service public.
Transport	Déplacement ou transfert d'énergie électrique au moyen de lignes interconnectées et d'équipements auxiliaires entre les points d'origine de l'approvisionnement et les points de conversion pour livraison aux consommateurs ou à d'autres réseaux électriques. Le transport se termine au moment où l'énergie est convertie pour les besoins de distribution.